

# Investeringer i norsk offshore

*En empirisk oppgave om norsk petroleumssektor*

Ida Bentdal Amble



Masteroppgave i samfunnsøkonomi  
Økonomisk institutt

UNIVERSITETET I OSLO

05. mai 2014



# **Investeringer i norsk offshore**

En empirisk oppgave om norsk petroleumssektor

© Ida Bentsdal Amble

2014

Investeringer i norsk offshore

Ida Bentsdal Amble

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

# Sammendrag

I denne oppgaven har jeg studert endringene i investeringsnivået i norsk petroleumssektor, og driverne bak disse svingningene. Med tidsseriedata fra 1981 til 2013 bruker jeg en feiljusteringsmodell for å forklare effekten av olje- og gasspris, antall årlige utdelte borelisenser, skattenivået og kostnadsnivået i petroleumsinvesteringene. Grovt sett finner jeg at oljepris og utdelte lisenser påvirker investeringene positivt, både langsiktig og kortsiktig, mens skattenivået og kostnadsnivået påvirker negativt. Oljeprisen har ifølge mine resultater moderate effekter på investeringene. Dette argumenterer jeg for at kan ses i lys av den høye graden av reguleringer i norsk petroleumssektor, som demper de direkte effektene.

# Forord

Denne oppgaven er laget med mye hjelp fra flere rundt meg. Jeg vil rette en stor takk til Ragnar Nymoen, som har svart på utallige økonometriske spørsmål og hjulpet meg mye teknisk, selv om han ikke har vært veilederen min. Uten hans hjelp hadde oppgaven vært en helt annen. Oljedirektoratet hjalp meg med tilgang på data, og Diderik Lund gav meg gode tips på litteratur og relevant forskning. Jeg vil også takke Menon, og spesielt Rasmus Bøgh Holmen, som hjalp meg å finne fram til problemstillingen min og bidro med tips, råd og korrekturlesing. Min søster Anne Marte kom med viktige innspill og hjelp til finpussen.

Takk til Martin som alltid oppmuntrer og gir meg tilbake roen når jeg selv mister den, og medstudenter for hyggelige kaffepauser og avbrekk fra lesesalen.

Til slutt en stor takk til veilederen min Espen Stokkerei, som alltid har vært tilgjengelig, svart på alle spørsmål og gitt gode råd til oppgaven. Det har vært en fornøyelse!

Ida Bentsdal Amble

Mai 2014

# Innholdsfortegnelse

<b>1. Innledning</b>	<b>1</b>
<b>2. Oljesektoren og investeringer</b>	<b>3</b>
2.1. Historisk bakgrunn og reguleringer	3
2.2. Oljeprisen	7
2.2.1. 1945 til 1970: De Syv Søstre og OPEC	9
2.2.2. 1980 til i dag: Flere aktører entrer markedet.	10
2.3. Investeringer	12
<b>3. Tidligere forskning</b>	<b>14</b>
<b>4. Modelldesign</b>	<b>17</b>
4.1 Økonometrisk modellspesifisering	17
4.2. Andre utfordringer med analysen	21
<b>5. Data</b>	<b>23</b>
<b>6. Metode</b>	<b>28</b>
6.1. Tidsetterslep	28
6.2. Stasjonaritet og kointegrasjon	29
6.3. Kortsiktige og langsiktige virkninger	31
<b>7. Resultater</b>	<b>32</b>
7.1. Effektene	34
<b>8. Konklusjon</b>	<b>37</b>
<b>Litteraturliste</b>	<b>39</b>
<b>Vedlegg</b>	<b>43</b>
a) Dickey-Fuller-test for enhetsrot	43
b) STATA-syntaks	45

## Figurer

Figur 1. Investeringer og petroleumspris. Millioner 2005-NOK. Årstall. ....	7
Figur 2. Historisk oljepris. ....	9
Figur 3. Oljepris og kinesisk import av olje. ....	11
Figur 4. Historiske petroleumsinvesteringer på norsk sokkel. ....	13
Figur 5. Investeringer i petroleumssektoren, mill. 2005-NOK. ....	23
Figur 6. Vektet snitt av olje- og gasspris. 2005-NOK. ....	24
Figur 7. Kostnadsindeks fra SSB og Norsk Olje og Gass ....	25
Figur 8. Antall utdelte lisenser per år. ....	26
Figur 9. Skattenivået i petroleumssektoren. 1981 – 2013 ....	27
Figur 10. Den naturlige logaritmen av investeringer over tid ....	29
Figur 11. Førstedifferens av den naturlige logaritmen av investeringer ....	30
Figur 12. ADL-modellens forklaringskraft ....	32

## Tabeller

Tabell 1. Sammensetningen av norsk olje- og gasseksport ....	8
Tabell 2. Deskriptiv statistikk ....	23
Tabell 3. Resultater.....	33
Tabell 4. Variablenes langsiktige virkning ....	33







# 1. Innledning

I 2012 stod den norske oljenæringen for 23 prosent av landets BNP og nesten halvparten av norsk eksport (Oljedirektoratet 2013). Det er liten tvil om at oljen har vært avgjørende for Norges økonomiske vekst de siste tiårene, og at den er viktig for i årene som kommer.

For å opprettholde veksten i petroleumssektoren og sikre en stabil utvikling, er investeringsnivået i sektoren avgjørende. De siste årene har vi opplevd en sterk vekst i investeringene i norsk offshore, og i 2012 ble det investert for over 170 milliarder kroner. Frykt for lavere fremtidig oljepris og et høyt kostnadsnivå demper imidlertid forventningene for veksten i investeringene fremover, men Oljedirektoratet anslår at de opprettholdes rundt dagens nivå (Oljedirektoratet, 2013).

Norge er en liten økonomi, med en stor petroleumssektor. For å kunne føre en god stabiliseringspolitikk er offentlig myndigheters forståelse for oljeselskapenes investeringsbeslutninger viktig. I denne oppgaven prøver jeg å forklare trendene i investeringene i petroleumssektoren ved hjelp av flere grunnleggende forklaringsvariabler. Blant annet vil jeg se på hvordan oljeprisen og økt antall borelisenser påvirker investeringene i sektoren.

Med et datasett som strekker seg fra 1981 til 2013 bruker jeg en Auto Distributed Lag (ADL)-modell for å finne sammenhengen mellom investeringer, oljepris, årlig utdelte lisenser, kostnadsnivå og skattesats. Jeg finner klare tegn til kointegrasjon mellom investeringer, oljepris og lisenser, og bruker en feiljusteringsmodell for å skille mellom kortsiktige og langsiktige effekter på investeringene. Med denne modellen finner jeg indikasjoner på at oljeprisen og utdelte lisenser har moderate, men signifikante effekter på investeringene. Skattesatsen tyder på å ha en negativ effekt på investeringene, mens kostnadsnivået viser seg å ikke være signifikant.

Norsk petroleumssektor er preget av en høy grad av reguleringer fra offentlige myndigheter, og det er naturlig at dette påvirker investeringsadferden. For å få et helhetlig bilde av sektoren og reguleringen, tar jeg i neste avsnitt for meg det norske oljemarkedet generelt. Der ser jeg på hvordan den offentlige reguleringen har utviklet seg over tid, og på oljeprisens

og investeringenes historiske utvikling. I 3. kapittel diskuterer jeg tidligere forskning, før jeg begynner på det økonometriske i del 4. Der går jeg gjennom det teoretiske grunnlaget for analysen og kommenterer utfordringer ved å analysere oljeinvesteringene i norsk sektor. I 5. og 6. kapittel tar jeg for meg henholdsvis datasettet og selve analysen, før jeg viser resultatene og tolker disse i kapittel 7. Til slutt konkluderer jeg i kapittel 8.

## **2. Oljesektoren og investeringer**

### **2.1. Historisk bakgrunn og reguleringer**

I 1962 tilbød Philips Petroleum 160 000 dollar månedlig til den norske staten for å få eksklusive rettigheter til leting etter, og utvinning av, olje og gass på den norske sokkelen. Tilbudet ble avvist, og i 1963 erklærte Gerhardsen-regjeringen norsk suverenitet over sokkelen (Olje- og Energidepartementet, 2013b).

I 2012 var Norge verdens fjerde største produsent av naturgass, og den nest største eksportøren etter Russland og verdens sjette største produsent av olje (EIA, 2012). Det hersker liten tvil om at oljefunnene er den viktigste årsaken til Norges sterke økonomiske vekst de siste førti årene. I et lite land med en omfattende petroleumssektor er det viktig med en høy grad av regulering for å unngå destabilisering av økonomien som følge av svingninger i økonomien. Mohn (2007) poengterer at en halvering i investeringene i petroleumssektoren fra ett år til et annet fører til en tre prosentpoengs lavere BNP-vekst. Han understreker dermed det makroøkonomiske behovet for en regulering som hindrer store svingninger i petroleumsinvesteringene. Dette har vært tilfellet for den norske staten, som har vært svært delaktig i sektoren via utdeling av borelisenser, skatt og direkte økonomisk engasjement. På denne måten har de bidratt til en gradvis utvikling av kontinentalsokkelen.

I 1965 kom Norge, Storbritannia og Danmark til enighet om en deling av kontinentalsokkelen i Nordsjøen og Norskehavet, og det var klart for første konsesjonsrunde i Norge (Olje- og Energidepartementet, 2013b). Oljeselskaper fikk tildelt 22 utvinningstillatelser over 78 blokker. I 1969 var Ekofiskfunnet et faktum, og produksjonen startet i 1971. Etter dette kom en rekke store funn, og den norske oljealderen var i full gang. Gjennom oljenæringens drøye 40 år lange historie er verdier for over 9 000 milliarder kroner (2013-kroner) skapt, og i 2012

stod oljenæringen for 23 prosent av Norges verdiskaping målt ved bruttoprodukt<sup>1</sup>  
(Oljedirektoratet, 2014a)

Olje og Energidepartementet (OED) og Oljedirektoratet (NPD) er ansvarlige for reguleringene av norsk petroleumsssektor. Petroleumsloven av 29. november 1996 regulerer petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, og konstaterer at den norske stat har retten på undersjøiske petroleumforekomster. For å kunne lete etter, utvinne og transportere petroleum må private aktører søke om konsesjon hos norske myndigheter. OED og NPD vurderer deretter søknadene og deler ut lisenser på grunnlag av søkerens geologiske forståelse, finansielle situasjon og tekniske kunnskap. De selskapene som får tillatelse får enerett på undersøkelser og utvinningen i det gitte området. Hvor mange lisenser som deles ut hvert år er et resultat av hvor mange kvalifiserte selskap som søker, hvor mange søknader disse selskapene leverer, konkurranse om områder og myndighetenes samfunnsøkonomiske vurdering (Oljedirektoratet, 2014c). Hva som vektlegges i denne vurderingen kan variere, men det er interessant å se hvordan for eksempel oljeprisen (se figur 6) i stor grad samvarierer med antall utdelte lisenser (figur 8). Hvorvidt dette er fordi flere lisenser utdeles på grunn av høy oljepris i seg selv oljeprisen, eller fordi flere søknader sendes inn som følge av høy oljepris, er usikkert.

Den norske kontinentalsokkelen er inndelt i blokker, og utvinningslisenser tildeles deler av en blokk, en hel blokk eller flere blokker til ett eller flere selskaper. Tildelingen av lisenser skjer annethvert år gjennom ordinære konsesjonsrunder, og hvert år gjennom forhåndsdefinerte områder. I en ordinær konsesjonsrunde oppfordrer OED oljeselskapene til å nominere blokker. Etter en gjennomgang av disse nominasjonene og forhandlinger med blant annet Nærings- og fiskeridepartementet og Klima- og miljødepartementet legges de valgte blokkene ut slik at interessenter kan søke om utvinningslisens. Tildelingen av forhåndsdefinerte områder kalles TFO-ordninger, som betegner «modne» områder på

---

<sup>1</sup> Man måler gjerne verdiskaping ved bruttoprodukt, som tilsvarer summen av lønnskostnader, driftsresultater og kapitalslit for all markedsrettet virksomhet og summen av lønnskostnader og kapitalslit for all ikke-markedsrettet virksomhet. Bruttoproduktet er et slags internt verdiskapingsmål, som sier om noe verdiene som skapes innad i en virksomheten og deretter fordeles mellom de sysselsatte, eierne, kreditorene og myndighetene. Usikre tall for av- og nedskrivninger er årsaken til at man som regel lar være å justere for kapitalslit og med det velger å se på bruttoprodukt istedenfor nettoprodukt. Dersom man aggregerer alle bruttoproduktene i en økonomi, får man bruttonasjonalprodukt for et land og bruttoregionalprodukt for en region. Bruttoregionalproduktet kan også beregnes ut ifra anvendelsessiden i økonomien eller samlet bruttoproduksjonsverdi for alle de siste produksjonsleddene regionens verdikjeder.

sokkelen. I disse områdene er geologien kjent og infrastrukturen god, og aktørene kan dermed lettere utforske nærliggende områder. Denne ordningen bidrar til bedre kapasitetsutnyttelse av blant annet transporten på sokkelen (Oljedirektoratet, 2008)

I utgangspunktet gjelder utvinningstillatelsen i ti år. I løpet av disse årene skal rettighetshaver gjennomføre en avtalt arbeidsforpliktelse, som for eksempel innsamling av seismikk, kartlegging og leteboring. Etter at disse forpliktelsene er gjennomført, kan rettighetshaver kreve at utvinningstillatelsen forlenges, vanligvis med 30 år (Olje- og Energidepartementet, 2007). Om det ikke kan påvises olje eller gass etter leteboringen, skal området leveres tilbake ved enden av den første perioden.

Lisensordninger gir myndighetene en mulighet til begrense utviklingen av petroleumssektoren. Slik kan de motarbeide en overoppheting av sektoren og sørge for at den ikke fører til ubalanser i den norske økonomien.

I tillegg til lisensutdelingen har myndighetene vært sterkt til stede i norsk offshore via skatt fra oljeselskapene og Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE), som bidrar til at staten får en stor del av verdiskapingen i oljesektoren. Reguleringen av oljesektoren er ikke bare viktig for å kontrollere at utvinningen ikke skaper ubalanser i norsk sektor, men også for å sørge for at den norske staten får deler av fortjenesten.

Reguleringens utforming har endret seg over tid. I de første årene var det hovedsakelig utenlandske selskaper som stod for letevirksomheten og utbyggingen av feltene, men etter noen år kom Norsk Hydro på banen, og den norske deltakelsen økte. Statoil ble etablert i 1972, og som statlig heleid hadde selskapet store fortrinn når det kom til lisenstildelinger for lete- og borevirksomhet. Det ble fastsatt at staten skulle ha halvparten av hver utvinningstillatelse (Oljedirektoratet, 2014 b, s 10), der Statoil gikk inn på statens vegne. I 1985 ble SDØE etablert. Gjennom denne ordningen opererer staten som en inaktiv partner, som betaler sin del av kostnadene og mottar sin del av overskuddet. Statoils deltakerandeler ble på samme tid delt i to, hvor Statoil beholdt den ene delen og SDØE overtok den andre (Lund, 2014 og Olje- og Energidepartementet, 2013a).

Fra 1990-tallet stod Statoil på lik linje med andre selskaper i utdelingen av lisenser, som ble begrunnet ut fra et sett av kriterier. Man gikk bort fra prinsippet om 50 prosents statlig

deltakelse i hver utvinningslisens, og det ble i stedet vurdert enkeltvis hvor stor delstaten skulle ha. Fram til 2001 var Statoil forretningsfører for SDØE, men da Statoil ble børsnotert ble Petoro AS, et statsaksjeselskap, ansvarlig for å ivareta statens eierinteresser.

Beskatningen i petroleumssektoren bygger med visse unntak på reglene for vanlig bedriftsskatt. Historisk har skattesystemet hatt tre hovedelementer; overskuddsskatten, særskatten på olje (SPT) og godtgjørelsen for bruk, en såkalt «royalty».

I begynnelsen var det norske skattesystemet i oljesektoren asymmetrisk, slik at oljeselskapenes optimale tilpasning endret seg på grunn av skatten. Fra sent åttitallet har imidlertid systemet blitt gradvis endret mot et stabilt, tilnærmet nøytralt system. Aktørene kunne dermed maksimere overskuddet før skatt.

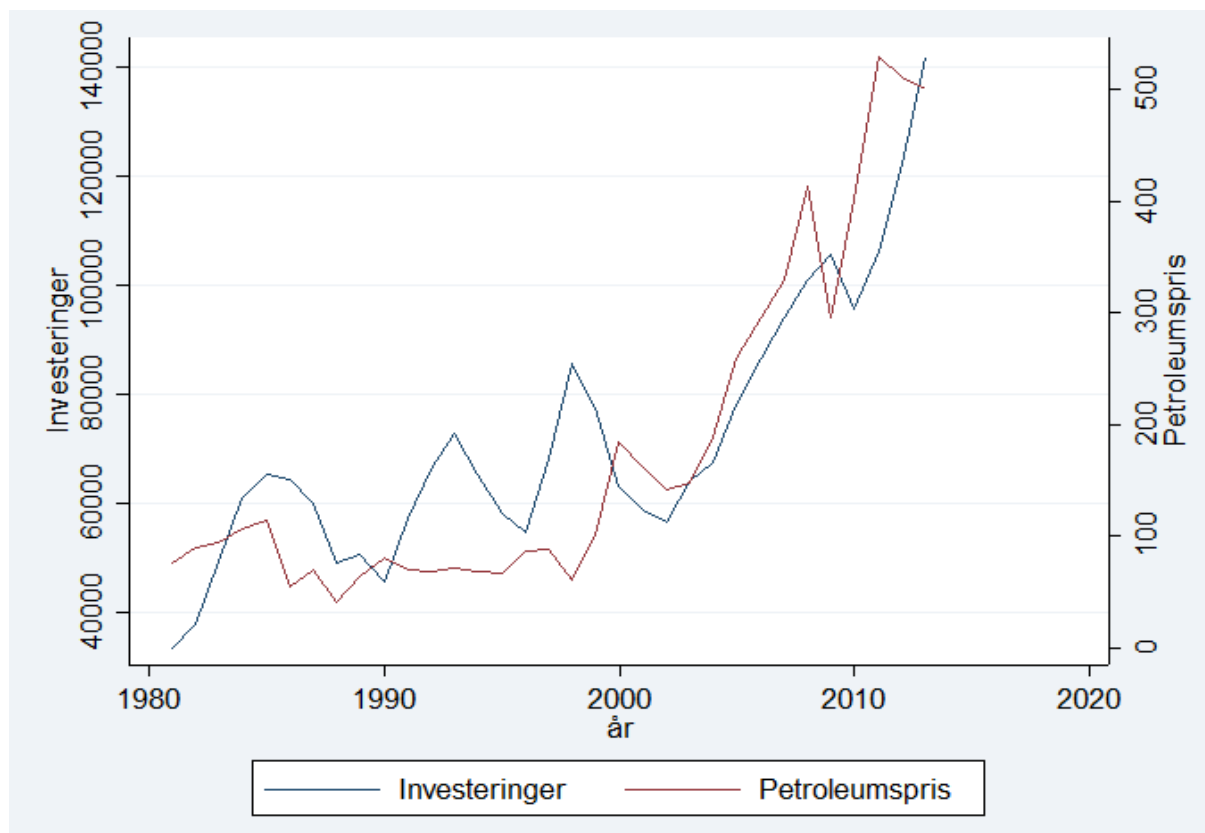
SPT er innført for å overføre en stor andel av den høye ressursavkastningen til staten, i tillegg til vanlig overskuddsskatt (Finansdepartementet, 2009).

I 2005 innførte myndighetene Oljemyggordningen, med et formål om å øke verdiskapingen på norsk sokkel ved å tilrettelegge for flere selskaper som driver lete- og utvinningsarbeid. Selskaper som ikke er i skatteposisjon får en kontantbetaling av lete- og utviklingskostnadene, som tilsvarer skattesatsen. Dette fungerer i praksis som et rentefritt lån uten pant eller sikkerhet. Staten tar en stor andel av risikoen for usikre og dyre investeringer, og skaper dermed økt investeringsvilje. Ved å styrke nye aktørers insentiver for å etablere seg, stimulerer staten konkurransesituasjonen og forbedrer verdiskapingen.

Etter ordningen trådte i kraft i 2005 har det vært stor vekst i leteaktivitet og etableringer av nye oljeselskaper på norsk sokkel. Både investeringene og antall aktører har økt betydelig (Nasjonalregnskapet, SSB), og deler av denne økningen kan trolig forklares med Oljemyggordningen. (Holmen og Jakobsen, 2013 s 12)



Figur 1. Investeringer og petroleumspris. Millioner 2005-NOK. Årstall.



Kilder: Thomson Reuters og SSB

Med lisensutdelinger, direkte engasjement og ulike skatteregimer skulle man forvente at den offentlige reguleringen påvirker investeringsadferden i stor grad. Reguleringene påvirker adferden direkte, men også indirekte, fordi selskapene reagerer annerledes på en endring i for eksempel oljeprisen. Sannsynligvis vil reguleringen føre til et svakere forhold mellom oljepris og investeringer enn hva som ville vært tilfelle i et fritt marked. Likevel ser vi ut fra figur 1 at oljeprisen og investeringsnivået i Norge følger hverandre tett. Det er derfor god grunn til å tro at oljeprisen har en påvirkning.

## 2.2. Oljeprisen

Norge produserer fire hovedprodukt; Olje, kondensater, flytende gass og naturgass i gassform. Den største forskjellen mellom disse produktene er tettheten, der olje er tyngst og gass lettest.

Tabell 1. Sammensetningen av norsk olje- og gasseksport. Prosent

År	sum (Konden~t)	sum (Olje)	sum (LNG)	sum (Gass)
2001	2.37726	77.04215	.000107	20.58049
2002	2.310053	71.26132	.0000173	26.42861
2003	3.52113	67.61959	.0000178	28.85926
2004	2.96986	66.53347	.000042	30.49663
2005	2.915572	62.68931	.0000663	34.39505
2006	3.013523	59.39107	.000345	37.59506
2007	1.203115	59.59233	.08174	39.12281
2008	1.359094	54.67819	.805349	43.15736
2009	1.274597	52.81115	1.488282	44.42597
2010	1.011313	50.0277	1.74513	47.21585
2011	1.514608	46.78439	2.107359	49.59364
2012	1.384485	41.66137	2.344519	54.60963
2013	1.131609	41.08816	1.774704	56.00553

Kilde: SSB

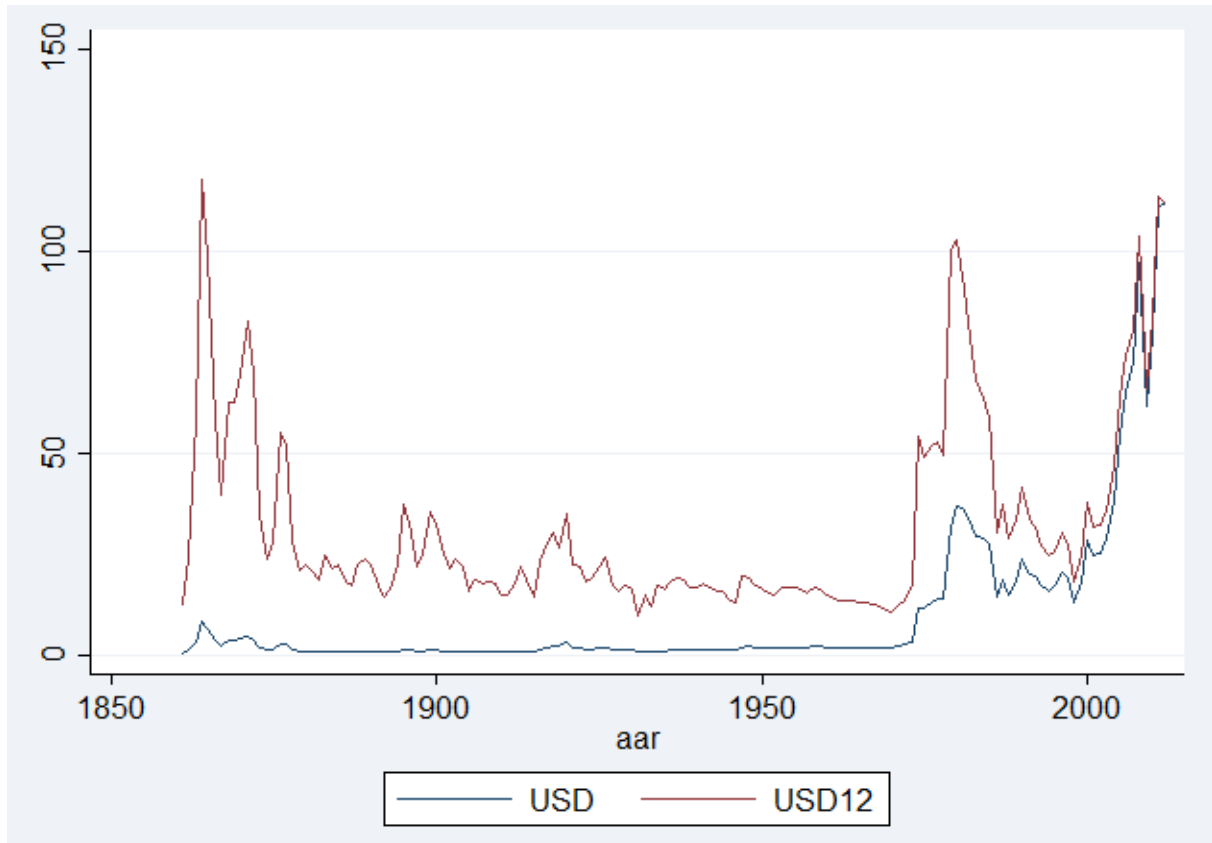
Sammensetningen av eksporten har endret seg over tid, men tabell 1 viser at olje og naturgass er de gjennomgående viktigste eksportvarene blant disse produktene. Oljens andel har sunket fra 77 prosent i 2001 til 41 prosent i 2013, mens gass har økt fra 21 til 56 prosent i samme periode.

Fordi oljen er relativt enkel å transportere, følger de norske oljeprisene i stor grad de internasjonale oljeprisindeksene. Brent Blend, WTI (West Texas Intermediate), OPEC Reference Basket og Dubai Crude er eksempler på slike indekser. Brent Blend er vanligst å referere til i Europa, og er den mest utbredte prisnormen for råolje fra Atlanterhavet.

Gass er vanskeligere å transportere, og prisene følger derfor ikke hverandre like tett. Den vanligste transportmåten er via rør, men man kan også kondensere gassen til LNG og transportere den med tankskip. Dette er svært kostbart, og ikke spesielt vanlig i Norge. De europeiske gassprisene følger hverandre relativt tett, og er om lag 50 prosent lavere enn oljeprisen.

Figur 2 viser utviklingen i oljeprisen mellom 1861 og 2012. Den viser tydelig den kortsiktige volatiliteten, men også mer langsiktige trender, i både nominell og 2012-dollar.

Figur 2. Historisk oljepris.



Kilde: BP 2013

Svingningene i oljeprisen avhenger av mange faktorer. Historisk sett har den vært påvirket av Organisasjonen for oljeeksporterende land (OPEC) og internasjonale konflikter. Tilbud og etterspørsel av olje er viktige forklaringer for kortsiktige svingninger, og inelastisk etterspørsel bidrar til at små endringer i tilbudet skaper store svingninger i prisen.

Figuren viser hvordan oljeprisen holdt seg stabil etter andre verdenskrig og frem mot 1970-tallet. Mellom 1973 og 1985 var den svært volatil som følge av store internasjonale konflikter, for så å gradvis synke frem til 1999. Sett bort fra et prisfall under finanskrisen i 2008 til 2009 har prisen steget kraftig fra 2000 og frem til i dag.

### 2.2.1. 1945 til 1970: De Syv Søstre og OPEC

På tross av økonomisk vekst og høyere etterspørsel etter olje i årene etter andre verdenskrig, sank oljeprisen frem mot 1970-tallet. Noe av grunnen til denne prisnedgangen var stadige funn av store oljereserver, og at de store oljeprodusentene presset ned de såkalte «posted prices» for å unngå høye skatter og avgifter til vertslandet (Claes og Knutsen, 2011 s 299). I denne perioden var det store private oljeselskaper som dominerte. «De syv søstre» betegnet kartellvirksomheten mellom dagens BP, Esso, Gulf Oil, Standard Oil of California (SoCal), Chevron, Royal Dutch Shell og Exxon Mobile. Disse selskapene kontrollerte store oljereserver i blant annet Saudi-Arabia og andre deler av Midtøsten. I 1953 kontrollerte disse selskapene 95,8 prosent av reservene, 90,2 prosent av produksjonen og 74,3 prosent av salget utenfor USA og Sovjetunionen (Claes og Knutsen, 2011 s 296). Dette holdt seg stabilt frem til 1970-tallet, da de private aktørene mistet mye markedsmakt til Organization for Petroleum Exporting Countries (OPEC).

OPEC ble etablert i 1960 av Iran, Irak, Kuwait og Saudi-Arabia. Organisasjonen ble startet som en motvekt til de mektige multinasjonale selskapene, med formål om å få kontroll over egne ressurser, skape stabile priser for petroleumsprodusenter og et effektivt og stabilt oljetilbud til importland. Senere har flere land blitt medlemmer, blant annet også i Afrika og Sør-Amerika, men organisasjonen har fortsatt sin hovedvekt i Midtøsten (OPEC, dato ikke tilgjengelig).

I begynnelsen av sin eksistens hadde ikke OPEC spesielt stor innflytelse, men i 1973 markerte de sin markedsmakt under Yom Kippur-krigen. Som et svar på USAs og Nederlands støtte til Israel mot Egypt, reduserte OPEC oljeproduksjonen. Dette resulterte i en drastisk økning i oljeprisene og en dramatisk, men relativt kort, oljekrise (Hannesson 1998, s5). Mellom 1974 og 1978 holdt oljeprisen seg relativt stabil, men skjøt til værs igjen, da iransk oljeproduksjon sank som følge av den iranske revolusjonen.

### **2.2.2. 1980 til i dag: Flere aktører entrer markedet.**

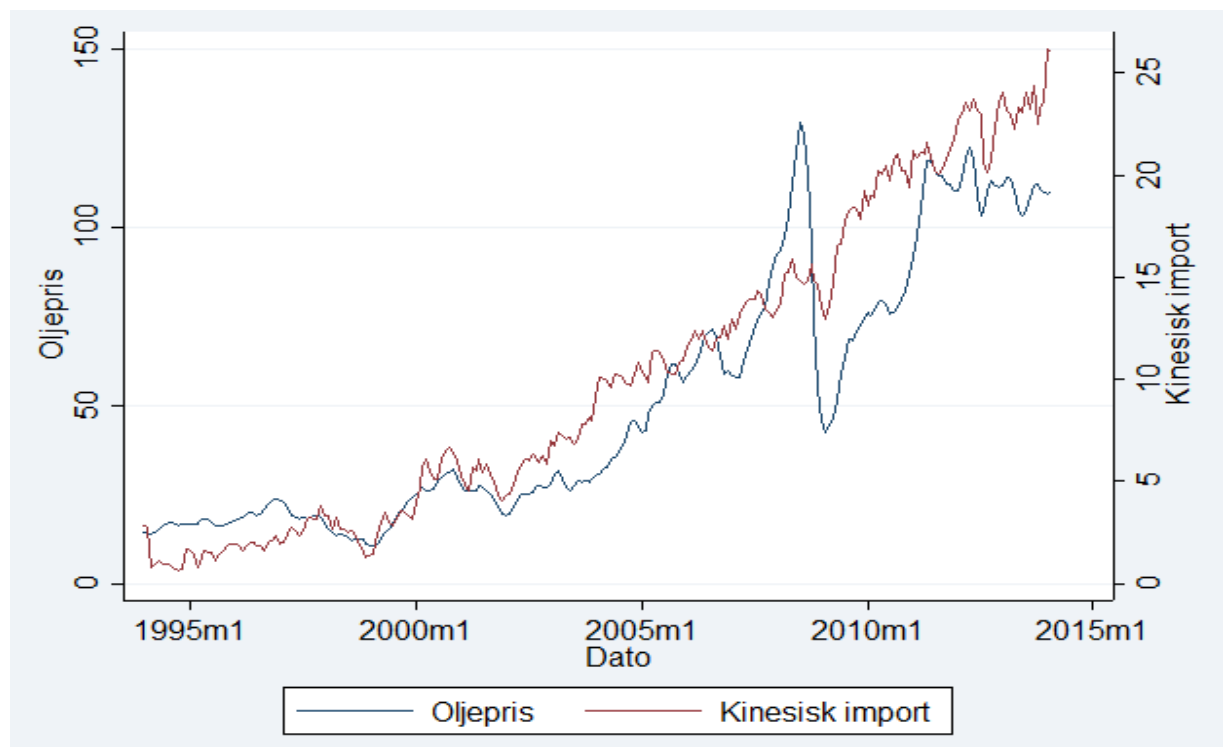
På grunn av ekstreme oljepriser under oljekrisene og lavere etterspørsel etter olje, samtidig som offshoreproduksjonen blant annet i Nordsjøen økte, mistet OPEC mye av sin markedsmakt på åttitallet (Hannesson 1998, s 8). I 1985 var OPECs andel av

verdensproduksjonen på 28 prosent. Til sammenligning var den på 50 prosent i 1974. (BP, 2013).

Oljeprisen holdt seg stabil og lav frem til slutten av nittitallet, da den høye globale økonomiske veksten bidro til en kraftig økning i oljeprisen fram mot finanskrisen i 2008. OPEC fikk igjen mer markedsmakt på grunn av mindre produksjon fra landene utenfor OPEC, og organisasjonen bidro til å presse prisene opp ved å redusere produksjonen (Akram og Winje, 2008). Etter et dramatisk prisfall i 2008, fra rundt 140 dollar til i underkant av 50 dollar på under ett år, tok oljeprisen seg raskt opp igjen. De siste årene har prisen holdt seg relativt stabil rundt 110 dollar fatet, med tegn til en liten oppgang de siste månedene.

Stor vekst i etterspørselen fra de fremvoksende økonomiene var viktig for økningen i oljeprisen fra 2000. Fordi tilbudet ikke kan økes mye på kort sikt, førte den økende etterspørselen til store endringer i oljeprisen. Mellom 2003 og 2007 stod disse økonomiene for 90 prosent av veksten i forbruket (Akram og Winje, 2008), og i 2012 var Kina den nest største konsumenten av olje (10.221.000 fat per dag), kun overgått av USA (18.555.000 fat per dag) (BP, 2013).

Figur 3. Oljepris og kinesisk import av olje. Olje i NOK per fat.



Kinesisk oljekonsum har økt svært kraftig de siste tiårene, og på grunn av det kinesiske markedets enorme størrelse, har dette stor påvirkning på oljeprisen, se figur 3. Ut fra denne figuren er det naturlig å anta at en fortsatt høy oljepris avhenger av en stabil høy kinesisk oljeimport.

Oljeprisen omsettes i all hovedsak i amerikanske dollar på det internasjonale markedet. Svingninger i dollarkursen kan derfor påvirke etterspørselen, og dermed prisen, ved å gjøre oljen dyrere eller billigere i andre valutaer (Akram og Winje, 2008).

De siste årene har også handelen av oljederivater økt kraftig, og det har vært argumentert for at dette diskusjon har ført til en høyere oljepris enn hva andre grunnleggende forhold tilsier. Dette er derimot omstridt, og har blitt tilbakevist av flere.

### **2.2.3 Fremvoksende økonomier og politisk uro gjør prisutviklingen usikker.**

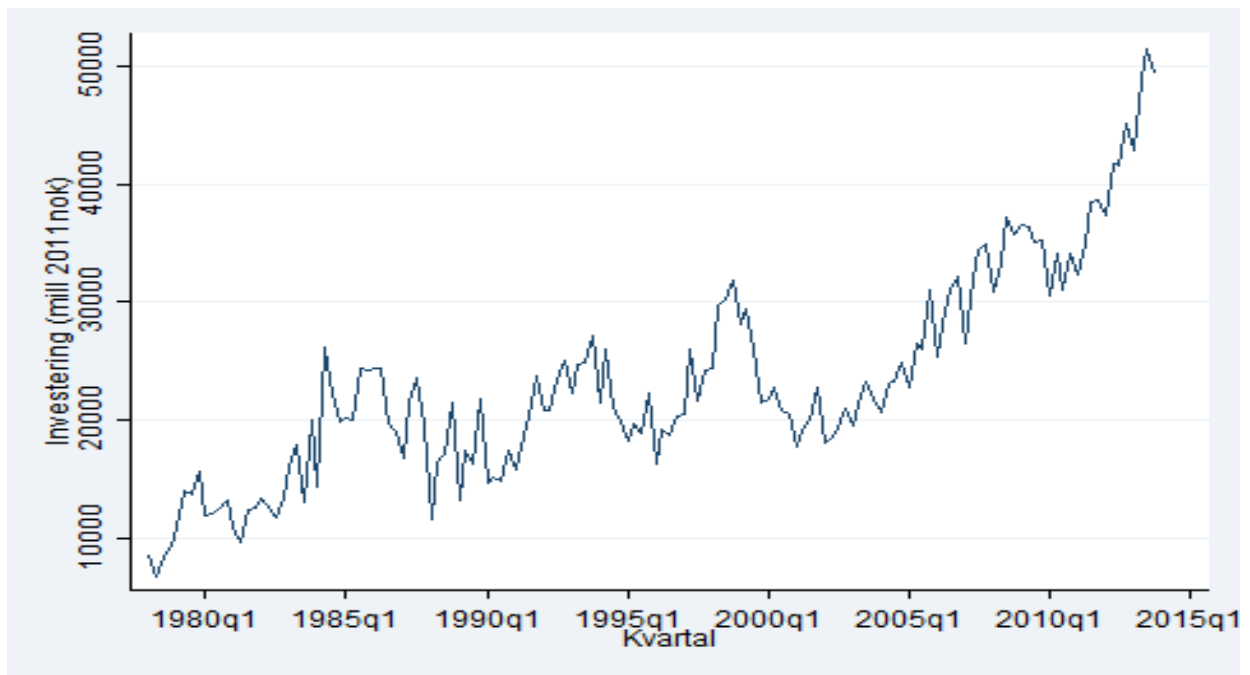
Mange er uenige om fremtidig utvikling i oljeprisen. Flere faktorer påvirker utviklingen, og det er vanskelig å forutsi nøyaktig hva som vil skje. Midtøsten, den regionen med klart størst oljereserver og produksjonskapasitet, preges av uro og konflikter. Usikkerhet i disse områdene bidrar til å dra oljeprisen opp, og fremtidig utvikling vil avhenge av geopolitiske forhold i denne regionen. Samtidig er økonomisk vekst og fortsatt høy etterspørselen fra fremvoksende økonomier viktig for høy pris. Økende utvinningskostnader er også en utfordring, og de siste fem årene er kostnadene i sektoren nesten femdoblet. Det er lite trolig at oljeprisen kan bli lavere enn kostnadene over tid, og med dyrere utvinning - delvis på grunn av vanskeligere tilgang på olje - peker dette mot en fortsatt høy oljepris (Olje- og Energidepartementet, 2011).

## **2.3. Investeringer**

Investeringene i petroleumssektoren er komplekse og omfattende. Etableringen av et nytt olje-/gassfelt strekker seg over mange år, fra leteboring til utvidelser for å forlenge feltets levetid. Samtidig er investeringene preget av mye usikkerhet, med lang tidshorisont, usikre geologiske faktorer og volatile priser.

Figur 4 viser investeringer i norsk petroleumssektor fra 1970 og frem til i dag, hentet fra Statistisk Sentralbyrås (SSB) nasjonalregnskap. Den viser tydelig en jevn økende trend fra begynnelsen til i dag, men med kortsiktige svingninger.

Figur 4. Historiske petroleumsinvesteringer på norsk sokkel.



Kilde: SSB

De siste årene har det vært spesielt stor vekst i investerings- og leteaktiviteten på norsk sokkel, og i 2013 var antall letebrønner det nest høyeste noensinne. Det ble gjort 20 funn, med en størrelse som Oljedirektoratet har anslått til mellom 50 til 106 millioner standard kubikkmeter ( $\text{Sm}^3$ ) og 30 til 58 milliarder  $\text{Sm}^3$  utvinnbar gass (Oljedirektoratet, 2013a). I 2013 ble Barentshavet åpnet for petroleumsvirksomhet, noe som vil bidra til fortsatt høye investeringer de kommende årene. Investeringene anslås å øke med tre milliarder fra 2013, til 176 milliarder kroner i 2014. For 2015 er det forventet fortsatt økning opp mot 180 milliarder kroner, for så å ligge rundt 170 milliarder frem til 2018. (Oljedirektoratet, 2013a).

### 3. Tidligere forskning

Interessen for investeringer i oljesektoren har vært stor blant teoretiske og empiriske forskere over lengre tid. Forskningen endrer seg kontinuerlig, og nye verktøy og metoder for empiriske analyser legger til rette for stadig ny forståelse av petroleumsinvesteringene. Innfallsvinkelen varierer, men man kan grovt sett skille mellom studier med geologisk og økonomisk tilnærming. I studier med geologisk tilnærming står fysiske og teknologiske forhold i sentrum, som for eksempel feltets modenhet. I økonomiske studier er derimot variabler som oljepris og usikkerhet eksempler på forklaringsvariabler.

I 1964 ble det publisert et studie av Fisher der geologiske og økonomiske variabler ble kombinert i en empirisk modell for leting etter olje og gass i USA. Han estimerte leteaktivitet, funnrate og gjennomsnittlige størrelser for funn mellom 1946 og 1955. Dette var et banebrytende studie, og forskningen som kom i etterkant baserte seg i stor grad på dette og videreutviklingen av rammeverket som Fisher etablerte. De tidlige modellene av denne typen var relativt enkle, men forbedret seg etter hvert som nye publikasjoner introduserte dynamikk og usikkerhet i produsentens maksimeringsproblem (Mohn og Osmundsen, 2006). Ericson and Spann (1971) er et eksempel på forskere som har tatt utgangspunkt i Fishers studie. Ved å utvide antall forklaringsvariabler fant de en sammenheng mellom teknologisk evne og utvinningsrate.

Studiene som tok utgangspunkt i Fisher (1964) kombinerte geologiske og økonomiske forklaringsvariabler. Av forskere som kun har brukt geologiske faktorer er Hubbert (1962) en viktig referanse. Disse studiene har ofte funnet at utvinningsraten avhenger av det aktuelle feltets modenhet, og dermed hvor etablert transport og andre grunnleggende faktorer, er.

I begynnelsen var de fleste studiene for olje- og gassleting basert på amerikanske data. Litt etter litt kom imidlertid flere til med studier for britisk sokkel, og etter hvert også norsk sokkel. Hurn og Wright (1994) brukte data for oljefelt i Nordsjøen og fant at investeringene påvirkes positivt av prisnivået, mens usikkerheten rundt prisen ikke har en signifikant effekt. Prisusikkerhet og volatilitet er blitt forsket på i flere sammenhenger, men med varierende



resultater. Mohn (2007) argumenterer for at effekten av oljeprisusikkerhet snur mot slutten av 1990-tallet. Der den tidligere førte til mindre investeringer, synes investeringene å øke ved mer volatilitet i oljeprisen etter rundt 1998. Mohn argumenterer for at dette var et resultat av skjerpet konkurranse, som bidro til at det ikke lenger lønte seg å vente med investeringene.

Klaus Mohn har hatt mange bidrag til forskningen på norsk kontinentalsokkel, spesielt gjennom sin doktorgrad ved Universitetet i Stavanger. Han har skrevet flere artikler i samarbeid med blant annet Petter Osmundsen og Bård Misund, med fokus på letevirksomheten og investeringene på norsk kontinentalsokkel. Mohn og Osmundsen (2006) estimerer en modell for leteaktiviteten på norsk sokkel. Med tidsseriedata og tegn til kointegrasjon bruker de en feiljusteringsmodell som beskriver en gradvis tilpasning mot en langsiktig strukturell sammenheng. Oljeprisen har ifølge dem moderate langsiktige effekter på leteaktiviteten, samt at lisensrunder i Norge fører til økt leteaktivitet. Artikkelen viser effekten av myndigheters tilstedeværelse i sektoren og konkluderer med at ulik adferd på tvers av land kan være grunnet i ulik grad av regulering. Dette er i tråd med Ringlund m.fl. (2004), som finner at oljeprisens effekt på leteboring er spesielt sterk i USA og Storbritannia. De forklarer funnene med at markedskreftene styrer i større grad i USA og Storbritannia, slik at forholdet mellom oljepris og investeringer blir sterkere enn i mer regulerte regioner.

Mohn og Misund (2009) ser på investeringer og usikkerhet, og skiller mellom usikkerhet rundt finansiell utvikling og oljepris. De finner at finansiell usikkerhet svekker investeringene og produksjon i olje og gass, mens usikkerhet om oljeprisen stimulerer aktiviteten. De samme forfatterne sin artikkel fra 2011 tar for seg investeringsadferd i oljesektorer over tid. De finner en strukturell endring i 1998, og at investeringer de siste årene har vært mer fleksible. Kontantstrøm og usikkerhet spiller ifølge disse resultatene en større rolle i dag enn tidligere.

Asymmetri og usikkerhet om investeringer i oljesektoren er tema i Mohn og Osmundsen (2011). De konkluderer med at letevirksomheten tilpasser seg umiddelbart til et fall i oljeprisen, mens responsen er tregere ved en oljeprisøkning. De finner også, i likhet med Ringlund m.fl. (2004), at ustabil oljepris er fordelaktig for OPEC, og at en høy oljepris vil stimulere produksjonen utenfor OPEC.

Mens flere studier kun ser på leteaktiviteten, tar jeg for meg alt som dreier seg om oljeutvinning, utenom tilknyttede tjenester, rørtransport og den øvrige leverandørnæringen). Jeg vil også kun se på endringer i oljepris og ikke ta med usikkerheten prisen.

## 4. Modelldesign

### 4.1 Økonometrisk modellspesifisering

I den empiriske modellen tar jeg utgangspunkt i en profittmaksimerende bedrift, som tilpasser produksjon og kapital i henhold til priser, kostnader og ressursbeskrankninger.

Jeg tar utgangspunkt i følgende modell for investeringer ( $I_t$ ):

$$I_t = \alpha I_{t-1}^\lambda \prod_i X_i^{\beta_i} e^{u_t} \quad (4.1)$$

der  $\alpha$  er en konstant, og  $\beta_i$  er koeffisientene vi skal estimere. Forklaringsvariablene  $X_i$  er oljepris, årlige lisensutdelinger, skattenivå og kostnadsnivå i petroleumssektoren.  $\alpha$  er konstantledd, og  $\lambda$  og  $\beta_i$  er effektene på  $I_t$  ved en endring i henholdsvis  $I_{t-1}$  og  $X_i$ . Ved å ta de naturlige logaritmene på hver side, får vi den økonometriske modellen:

$$i_t = \alpha + \lambda i_{t-1} + \sum_i \beta_i x_{it} + u_t \quad (4.2)$$

der små bokstaver indikerer den naturlige logaritmen til de tilhørende variablene i (4.1) og  $u_t$  er et homoskedastisk og ukorrelet feilledd.

#### 4.1.1 Stasjonaritet og integrasjon

Med tidsseriedata er det sannsynlig at det forekommer ikke-stasjonære variabler i modellen. Slike variabler inneholder en trend, slik at varians og gjennomsnitt endres over tid. Det er derfor sannsynlig at en kombinasjon av flere ikke-stasjonære variabler også har en trend, og i tilfelle vil ikke restleddet  $u_t$  tilfredsstille kravene for standard estimeringsmetoder. Da blir estimeringen av parameterne ufullstendig, og den statistiske slutningen feilaktig.

En serie er (svakt) stasjonær dersom  $E(u_t)$  og  $\text{Var}(u_t)$  ikke endres over tid, og om  $\text{Cov}(u_t, u_{t-1})$  også er uavhengig av  $t$ . Dersom dette ikke holder er variabelen ikke-stasjonær. To ikke-stasjonære variabler som ikke deler en felles stokastisk trend, kan gi et spuriøst forhold som tyder på å være signifikant, men som ikke gir noen økonomisk mening (Davidson and MacKinnon, 2004 s 611).

En førsteordens autoregressiv (AR(1)) stokastisk prosess kan skrives som:

$$u_t = \rho u_{t-1} + \varepsilon_t, \quad \varepsilon_t \sim IID(0, \sigma_\varepsilon^2), \quad |\rho| < 1. \quad (4.3)$$

Ved å sette inn for  $u_{t-1}$ ,  $u_{t-2}$  og så videre får vi:

$$u_t = \varepsilon_t + \rho \varepsilon_{t-1} + \rho^2 \varepsilon_{t-2} + \rho^3 \varepsilon_{t-3} + \dots \quad (4.4)$$

Fordi  $\varepsilon_t$ ,  $\varepsilon_{t-1}$ , ... er ikke-korrelerte kan variansen til  $u$  skrives som:

$$\sigma_u^2 \equiv Var(u_t) = \sigma_\varepsilon^2 + \rho^2 \sigma_\varepsilon^2 + \rho^4 \sigma_\varepsilon^2 + \rho^6 \sigma_\varepsilon^2 + \dots = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{1-\rho^2}, \quad (4.5)$$

som er uavhengig av  $t$  slik det kreves av en stasjonær prosess (Davidson and MacKinnon, 2004 s 270). Den siste likheten holder derimot kun om  $|\rho| < 1$ , fordi det er betingelsen for at serien  $1 + \rho^2 + \rho^4 + \rho^6 + \dots$  skal konvergere. Betingelsen om at  $|\rho| < 1$  i (3.1.1) kalles en stasjonær betingelse, fordi det er nødvendig for at AR(1)-prosessen er stasjonær.

Vi antar deretter at:

$$E(u_1) = 0,$$

$$Var(u_1) = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{1-\rho^2}.$$

Da får vi at:

$$E(u_2) = E(\rho u_1) + E(\varepsilon_2) = 0$$

$$Var(u_2) = Var(\rho u_1 + \varepsilon_2) = \sigma_\varepsilon^2 \left( \frac{\rho^2}{1-\rho^2} + 1 \right) = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{1-\rho^2} = Var(u_1),$$

der den siste likheten holder på grunn av antagelsen om at  $corr(\varepsilon_2, u_1) = 0$ . Ved å løse dette rekursivt finner man at  $Var(u_t) = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{1-\rho^2}$  for alle  $t$  (Davidson and MacKinnon, 2004, s 271).

Dersom derimot  $u_t$  er en tilfeldig stokastisk prosess (random walk) og  $|\rho| > 1$  vil variansen gå mot uendelig når utvalgsstørrelsen økes.

Når  $u_t$  følger en tilfeldig stokastisk prosess, sier man at den har en enhetsrot. Da er ikke serien stasjonær, og den har ikke endelig varians.

En ikke-stasjonær variabel er integrert av første orden,  $I(1)$ , dersom den blir stasjonær ved å integrere den en gang.

Dersom  $p = 1$  blir  $u_t$  stasjonær når man tar førstedifferens:

$$\Delta u_t = u_t - u_{t-1} = \varepsilon_t$$

$$E(\Delta u_t) = 0$$

$$\text{Var}(\Delta u_t) = \text{var}(\varepsilon_t) = \sigma^2$$

En variabel kan være integrert av høyere orden også, men dette er ikke spesielt vanlig. Da må man eventuelt differensiere variabelen flere ganger for å få den stasjonær, og analysen blir mer komplisert. Siden det er lite sannsynlig at datasettet mitt inneholder variabler som er integrerte av en høyere orden enn én, tar jeg ikke for meg dette her.

#### 4.1.2. Kointegrasjon og feiljusteringsmodeller

For at minste kvadraters metode (MKM) skal gi en holdbar statistisk slutning, må den aktuelle ligningen være balansert, altså at både høyre og venstre side er stasjonære. Dersom noen av variablene er  $I(1)$  og ikke-stasjonære er feilleddet ofte også  $I(1)$ , og MKM tilfredsstiller ikke BLUE-egenskapene<sup>2</sup>. En mulig løsning er om de ikke-stasjonære variablene er kointegrerte, slik at en lineær kombinasjon av dem er stasjonære. Når variabler er kointegrerte, har de en felles stokastisk trend. De har dermed et langsiktig forhold. Avvik fra likevekten anses dermed kun som midlertidig, og variablene vil gå tilbake til det langsiktige strukturelle forholdet etter hvert. Dersom de ikke-stasjonære variablene er kointegrerte er restleddet stasjonært, og MKM-metoden holder.

---

<sup>2</sup> BLUE står for Best Linear Unbiased Estimator, som benyttes i forbindelse med Gauss Markov-teoremet. Dette teoremet sier at OLS-estimatorene er de beste lineære og forventningsrette estimatorene i en lineær regresjonsmodell, gitt at feilleddene ikke er korrelerte, har en forventning lik null og har lik varians.

Om I(1)-variablene i modellen er kointegrerte, kan man bruke en feiljusteringsmodell (ECM-modell) for å skille mellom de kortsiktige og langsiktige virkningene. Et eksempel på en slik ECM-modell er:

$$\Delta i_t = \alpha + (\lambda - 1)i_{t-1} + \sum \beta_i x_{i,t} + u_t, \quad (4.6)$$

som sier hvor raskt den avhengige variabelen korrigerer seg tilbake til den strukturelle likevekten etter et sjokk.  $u_t$  er feilleddet med vanlig hvit støy,  $\beta_i$  sier noe om hvor mye  $i_t$  beveger seg tilbake mot den langsiktige likevekten i den første perioden etter sjokket. Disse koeffisientene er de samme som i (3.2). Tilpasningens hastighet tilbake til den langsiktige likevekten representeres ved  $(\lambda-1)$ , og variabelenes totale langsiktige effekt på investeringer finner man ved:

$$b_i = \frac{\beta_i}{\lambda-1}. \quad (4.7)$$

Med (4.2) og (4.6) ser vi altså både de langsiktige og kortsiktige effektene av variablene på investeringsnivået i offshoresektoren.

Signifikansen til de periodiske virkningene i (4.2) (og (4.6)) måles på normalt vis med en t-test. For å vite signifikansnivået for de totale langsiktige effektene må vi derimot finne standardfeilen til  $b_i/(\lambda-1)$ , og deretter regne ut t-verdien for å se om den er signifikant for  $i = 1, 2, 3, 4$ . Fordi  $b_i/(\lambda-1)$  er en ikke-lineær funksjon er den ikke normalfordelt, og standard formler for varians og standardavvik holder ikke (Hill, Griffith, Lim, 2012, s 215). Derfor har jeg brukt deltametoden, som er en måte å anslå omtrentlig varians til funksjonen. Den tar utgangspunkt i en Taylorapproksimering, og finner variansen fra denne.

Jeg antar at vi har:

$$g(\beta_1, \beta_2) = \frac{\beta_1}{\beta_2}.$$

Ved å bruke Taylorapproksimeringen har vi at:

$$g(b_1, b_2) \cong g(\beta_1, \beta_2) + g'_1(\beta_1, \beta_2)[(b_1 - \beta_1)(b_2 - \beta_2)]$$

Dermed får vi:

$$\begin{aligned}
\text{Var}[g(b_1, b_2)] &\cong \text{var}[g(\beta_1, \beta_2)] + g'(\beta_1, \beta_2)[(b_1 - \beta_1)(b_2 - \beta_2)] \\
&= \text{var}[g'(\beta_1, \beta_2)(b_1 - \beta_1)(b_2 - \beta_2)] \\
&= [g'(\beta_1, \beta_2)]^2 \text{var}[(b_1 - \beta_1)(b_2 - \beta_2)] \\
&= [g'(\beta_1, \beta_2)]^2 \text{var}(\beta_1, \beta_2)
\end{aligned}$$

Se for øvrig Hill, Griffith og Lim (2012, s 216) for mer om denne utregningen.

I store utvalg er  $g(b_1, b_2)$  tilnærmet normalfordelt, og man kan dermed bruke denne til å finne standardavviket og t-verdien.

Jeg antar symmetriske effekter, det vil si at effekten på investeringer er lik ved positiv og negativ endring i variabelen.

#### 4.1.3. Test for stasjonaritet og kointegrasjon

Dersom en variabel er stasjonær vil den alltid variere rundt en konstant, mens en ikke-stasjonær variabel vil ha en form for trend. Grafisk vil man dermed kunne anslå om en variabel er stasjonær eller ikke, ved å se om den vokser/sinker med tiden, eller om den holder seg rundt konstanten. Siden dette ofte kun fungerer som en indikasjon, er det lurt å bruke en statistisk test for å kontrollere resultatet. Jeg har valgt å bruke en Dickey-Fuller-test, som er den enkleste og mest brukte enhetsrottesten. Utledningen av denne testen finner du i vedlegg a).

For å teste for kointegrasjon kan man kjøre en regresjon mellom de ikke-stasjonære variablene, og undersøke om feilledet i regresjonen er stasjonært. Da har de ikke-stasjonære variablene en felles stokastisk trend, og de er kointegrerte.

## 4.2. Andre utfordringer med analysen

Det er mange utfordringer knyttet til modelleringen av investeringer generelt, og i petroleumssektoren spesielt. Investeringer er for det første basert på forventninger om fremtidige kostnader og fortjenester. Informasjonstilgangen kan være begrenset, og forventningene baseres da på subjektive oppfatninger. Hva som vektlegges i

forventningsdannelsen kan variere fra selskap til selskap, og det blir vanskelig å få en modell som dekker alt.

For det andre bærer investeringer i petroleumssektoren preg av å være svært omfattende og med en lang tidshorisont. De avhenger av en rekke faktorer for at de skal kunne settes i gang, og det kan ofte ta mange år fra en investering er besluttet til den påbegynnes.

Datasettet viser kun når investeringene faktisk settes i gang, og sier ikke noe om når de ble bestemt. Dermed kan jeg ikke si noe om hvordan forklaringsvariablene påvirker når investeringene avgjøres, bare hvordan de påvirker selve gjennomføringen av investeringene.

Jeg antar at norsk petroleumsaktivitet ikke påvirker oljeprisen. Oljeprisen settes på det internasjonale markedet, og jeg mener det er realistisk at svingninger i investeringsnivået på norsk sokkel ikke påvirker oljeprisen. Om det derimot hadde vært tilfelle hadde jeg hatt et endogenitetsproblem, og resultatene ville ikke speilet det faktiske forholdet.

En annen utfordring er utelatte variabler og trender, som samvarierer med både oljeprisen og aktivitetsnivået. Videre vil det være viktig å få med de viktigste forklaringsvariabler, så langt det lar seg gjøre. Hvis man utelater forklaringsvariabler som samvarierer med oljeprisen, risikerer man å tilskrive deler av den positive eller negative effekten til oljeprisen. En type forklaringsvariabler som byr på utfordringer er geologiske faktorer. Disse er vanskelig å modellere og samtidig er en viktig påvirkning. Hvert felt har ulike geologiske utgangspunkt, der noen er på store dyp med vanskelig tilgang på oljen, og andre er enklere. Dette gjør at ulike felt reagerer ulikt på endringer i faktorer, og det kan være vanskelig å finne en felles modell som gjelder for alle felt hver for seg.



## 5. Data

Jeg har et datasett med tidsseriedata på årsfrekvens fra 1981 til 2013. For å få mer intuitive resultat i analysen har jeg gjort om tallene til naturlige logaritmer, som er beskrevet i tabell 2.

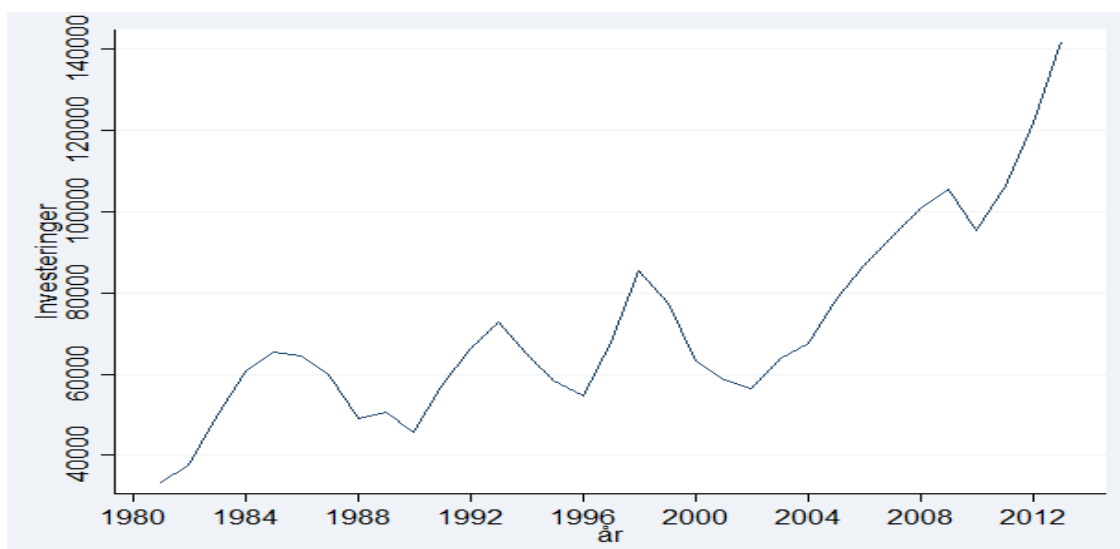
Tabell 2. Deskriptiv statistikk

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
loginvest	33	11.12782	.3219254	10.41846	11.86229
logpris2	31	4.79188	.689885	3.694768	6.27154
loglisens5	33	2.287916	.7201968	.8472978	4.025352
logskattpst2	31	.5811976	.0128489	.5641768	.6195006
logkost2	33	4.275907	.4187705	3.250762	4.882148

Kilder: SSB, Lund (2014) og Oljedirektoratet.

Avhengig variabel er investeringer i utvinning av olje og gass i Norge, målt i millioner 2005-kroner. Data er hentet fra SSBs årlige nasjonalregnskap, og illustreres i figur 5. Jeg har valgt å utelukke tjenester tilknyttet utvinningen av råolje og naturgass, fordi disse tallene er svært volatile, og det kan være andre faktorer som påvirker investeringene i disse bransjene enn i petroleumsutvinningen.

Figur 5. Investeringer i petroleumssektoren, mill. 2005-NOK.

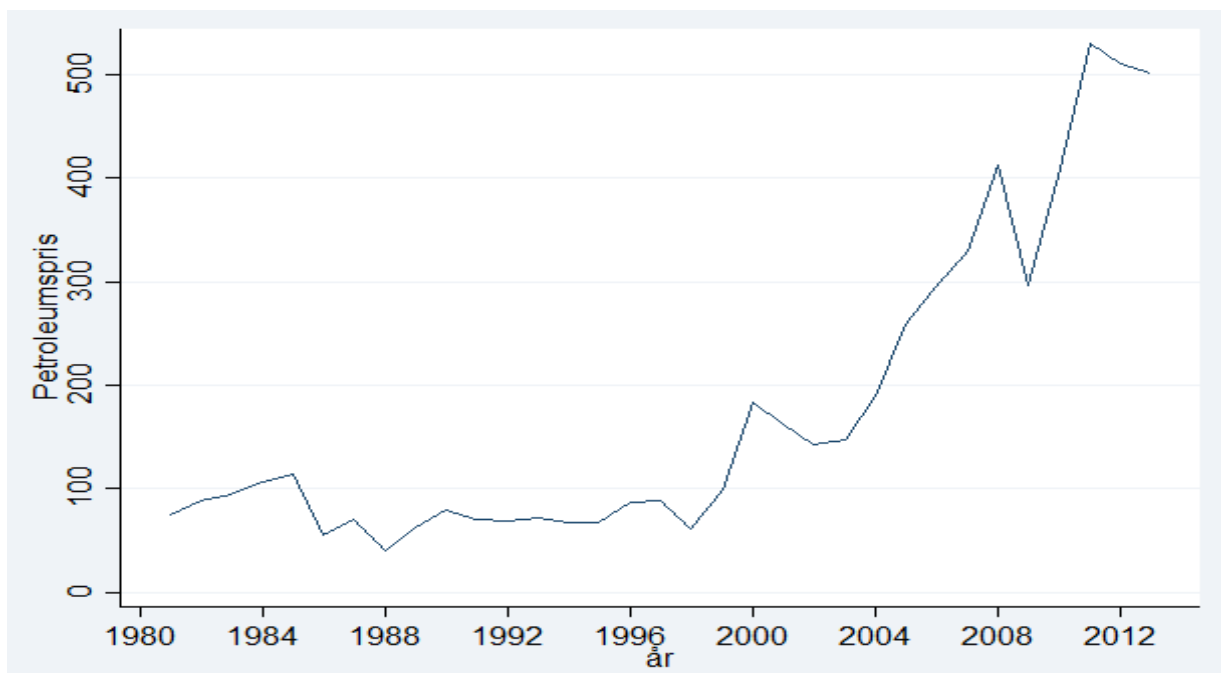


Kilde: SSB

Forklaringsvariabler er en prisserie for olje og gass, årlig utdelte letelisenser, en kostnadsindeks, det totale skattenivået i petroleumssektoren, i tillegg til en serie for fjorårets investeringsnivå.

For olje- og gassprisen bruker jeg en vektet serie av prisen på brent blend og norsk gass i 2005-kroner per fat, se figur 6. Serien er vektet ut fra verdien på eksporten på de to varetypene, hentet fra SSBs utenriksregnskap.

Figur 6. Vektet snitt av olje- og gasspris. 2005-NOK per oljefat.

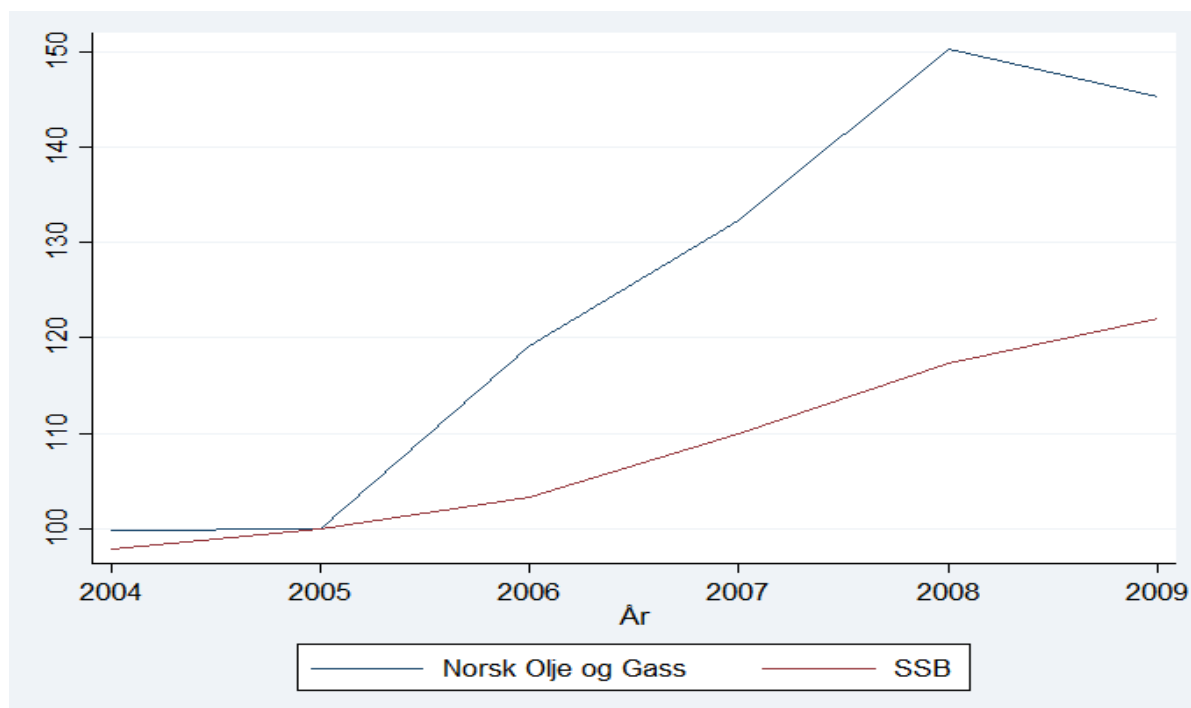


Kilde: SSB og Thomson Reuters

For å gjøre om til faste kroner brukte jeg den indeksen SSB brukte til å deflatere investeringsdataen for oljesektoren i nasjonalregnskapet. På den måten ser man hvor mye oljeprisen har økt relativt til kostnadene på investeringene i petroleumssektoren, slik at effektene av kostnadsveksten fjernes. SSBs tall for gass og olje begynner i 1988, så for å få flere observasjoner bruker jeg kun oljeprisen fra 1981 til 1988. Gassens eksportandel var liten i det tidsrommet, så resultatene vil ikke endres nevneverdig.

Kostnadsindeksen er også hentet fra Nasjonalregnskapet, og er en indeksert serie av den årlige prisendringen i oljesektorens produktinnsats til 2005. Denne indeksen er blitt kritisert av flere for å underestimere kostnadsnivået i norsk oljesektor.

Figur 7. Kostnadsindeks fra SSB og Norsk Olje og Gass

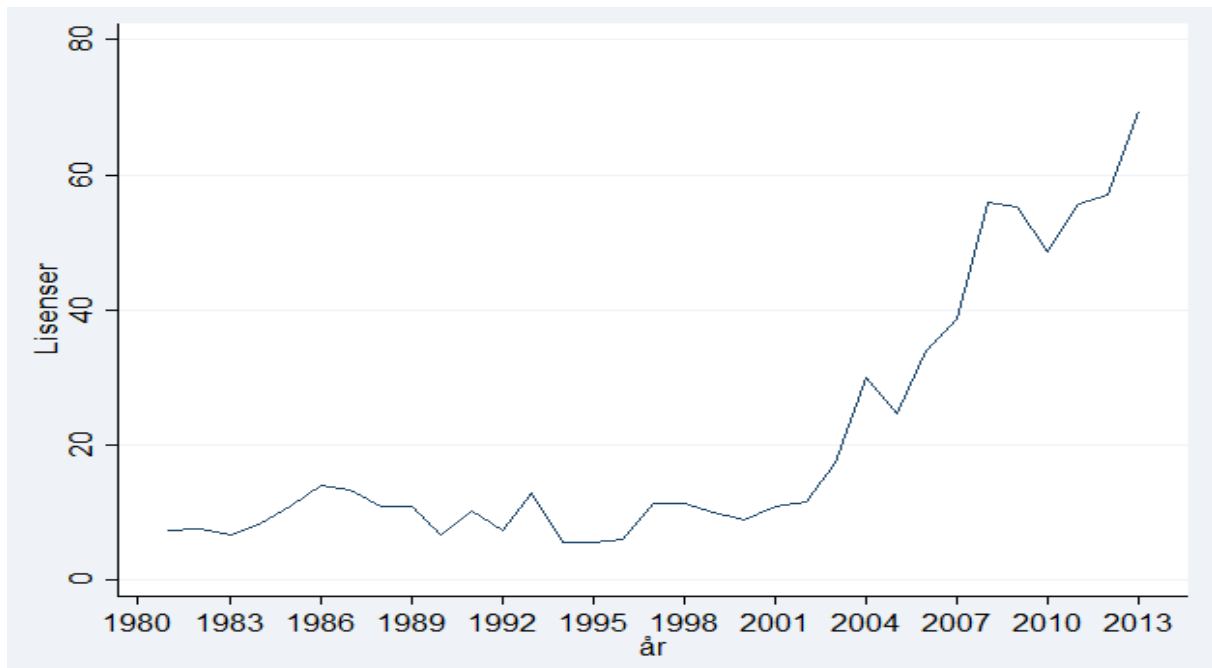


Kilde: SSB og Norsk Olje og Gass

*Norsk olje og gass* har utviklet en mer nyansert kostnadsindeks som går fra 2004 til 2009, som de mener er mer treffende enn SSBs indeks. De har delt inn i metaller, arbeidskraft, riggrater og materialer og utstyr. Figur 7 viser SSBs indeks og et snitt av Norsk Olje og Gass sine indekser, der 2005 er satt til 100. På tross av denne kritikken bruker jeg SSBs indeks, fordi det er den eneste serien som går langt nok tilbake i tid. Dette kan bidra til at effekten av kostnadsnivået undervurderes i resultatene, og er viktig å være bevisst på dette når man tolker oppgavene.

Dataserien for lisensutdelinger har jeg fått fra Oljedirektoratet. Den viser totalt hvor mange lisenser som er delt ut årlig, både fra TFO-ordningen og fra nummererte runder.

Figur 8. Antall utdelte lisenser per år. Tre års flytende snitt. 1981 - 2013

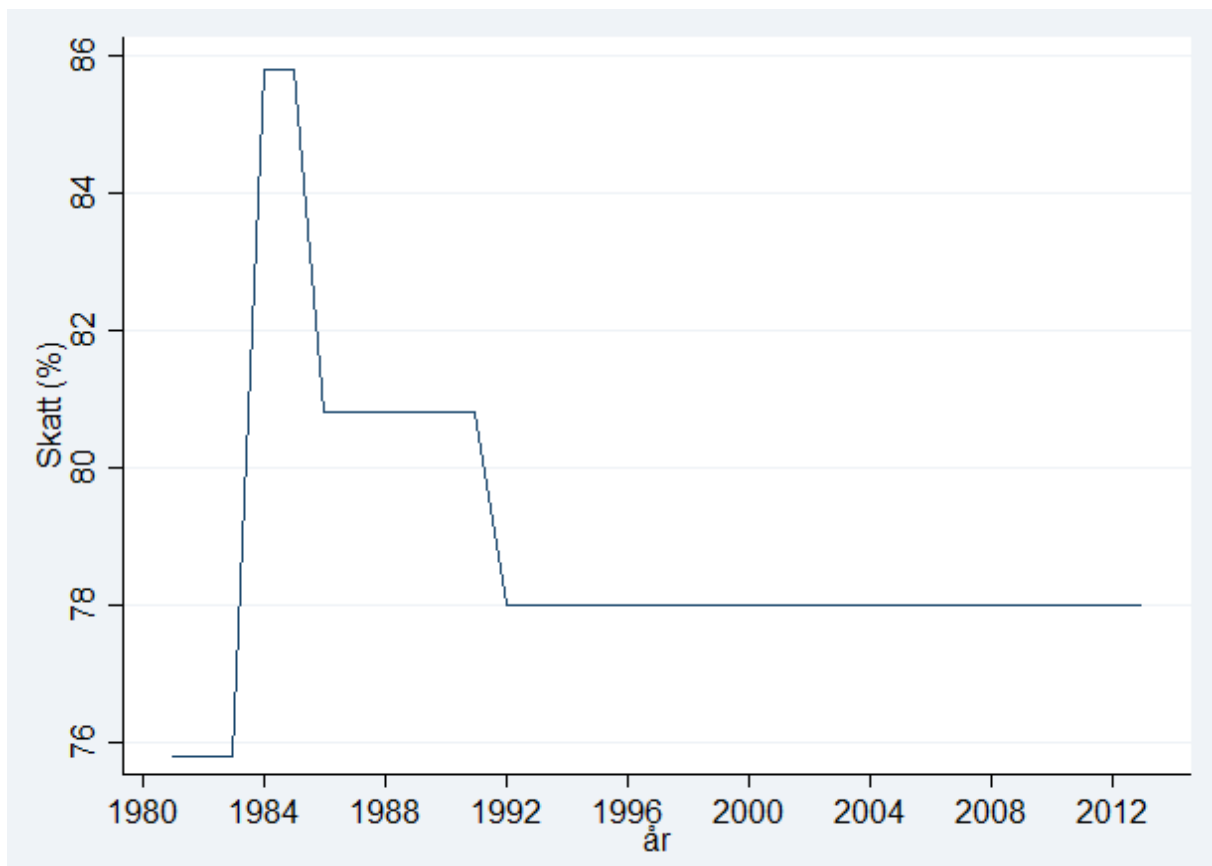


Kilde: Oljedirektoratet

For å unngå svært volatile tall og gjøre trenden tydeligere har jeg valgt å bruke et tre års flytende snitt, vist i figur 8. Der ser man en eksponentiell utvikling, med under ti utdelte lisenser i 1995 og opp mot 70 lisenser i 2013.

Skatteserien er hentet fra Lund (2014). Serien er det totale skattenivået i petroleumssektoren. Sammensetningen av skatten har som tidligere nevnt endret seg over tid, men prosentmessig har skattesatsen vært stabil siden tidlig 90-tallet. Den nådde en topp i 84-85 på 86 prosent, før den gikk gradvis ned til 78 prosent i 1992.

Figur 9. Skattenivået i petroleumssektoren. 1981 – 2013



Kilde: Lund (2014)

Som figur 9 viser har prosenten holdt seg stabil siden da og frem til 2013, men fra 2014 går det totale skattenivået ned til 77 prosent. Dette er en følge av en reduksjon i den generelle delen av selskapsskatten fra 28 til 27 prosent.

## 6. Metode

Utgangspunktet mitt for analysen er følgende ADL-modell, der  $t$  står for periode (år).

$$invest_t = \beta_0 + \beta_1 invest_{t-1} + \beta_2 pris_{t-2} + \beta_3 lisenst_{-5} + \beta_4 kostnad_{t-2} + \beta_5 skatt_{t-2} + u_t \quad (6.1)$$

$invest_t$  er årlige investeringer i millioner 2005-NOK,  $brent_t$  er prisen,  $lisenst_t$  er antall årlig utdelte borelisenser,  $kostnad_t$  er kostnadsnivået og  $skatt_t$  er skattenivået.  $u_t$  er hvit støy. En økning i prosent i investeringsnivået er som regel mer forståelig enn en økning i absolutt verdi, og derfor har jeg gjort om variablene til naturlige logaritmer. Da kan effektene på investering tolkes i form av elastisiteter, og dermed som prosentvise istedenfor absolutte endringer.

Fordi investeringer i oljesektoren er svært omfattende og langsiktige, er det naturlig å anta at investeringene fra ett år til et annet er korrelerte. For å sørge for så korrekte estimater som mulig og å kontrollere for autokorrelasjon må jeg derfor inkludere laggede investeringer som en forklaringsvariabel.

### 6.1. Tidsetterslep

Samtidig er det grunn til å tro at det vil ta tid før endringer i økonomiske faktorer fører til investeringsbeslutninger, og enda lenger tid før de faktisk trer i kraft. Derfor har jeg valgt å ha et tidsetterslep på petroleumsprisen på to perioder (år). Det samme gjelder for skattenivået og kostnadsnivået i petroleumssektoren. Jeg antar dermed at endringer i variablene i dag påvirker investeringene om to år.

Variabelen for utdelte lisenser har derimot et tidsetterslep på fem år. Jeg har testet for andre lags også, men disse ble ikke signifikante. En tolkning av dette kan være at utdelte lisenser påvirker kun investeringene på nye felt, som krever større beslutninger og dermed mer tid. Prisen, skattenivået og kostnadsnivået vil i større grad påvirke investeringsnivået på eksisterende felt, og man kan forvente at det tar mindre tid, før disse settes ut i verden enn investeringene på nye felt.

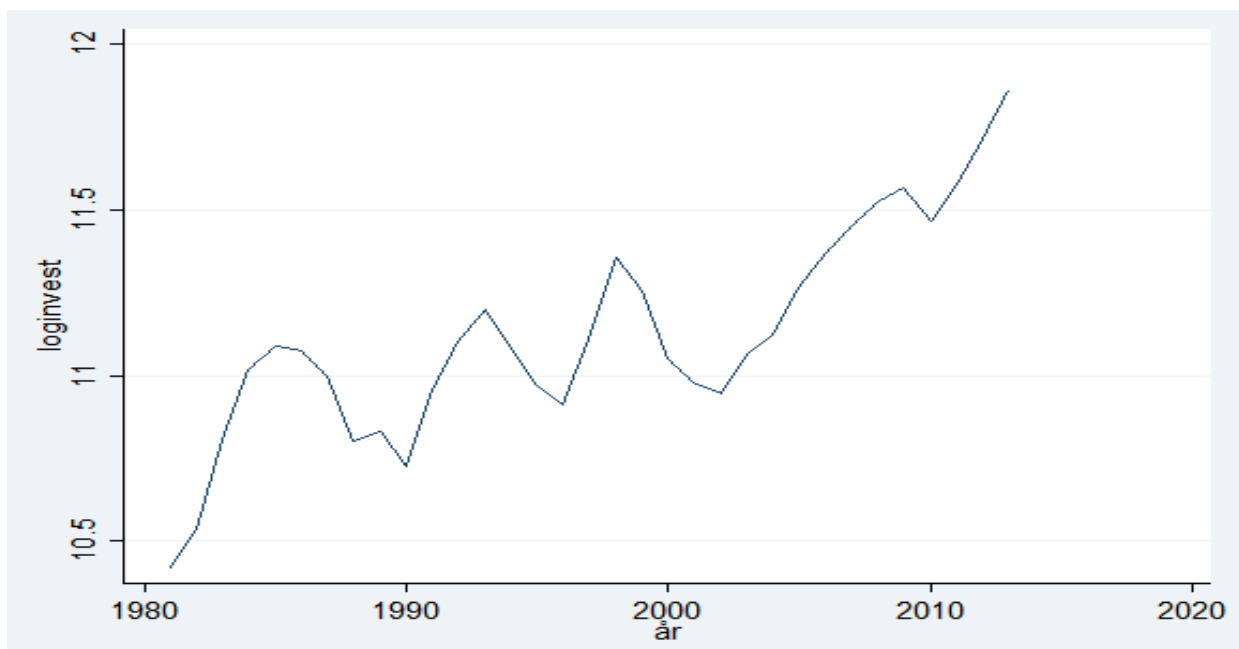
Modellen har kun én lagget versjon av hver variabel, men det betyr ikke at variablene med andre tidsetterslep ikke påvirker investeringene. Det er for eksempel naturlig at økte lisenser i år påvirker investeringene både neste år og om to, tre, fire og fem år. Men med datasettet jeg har brukt kan jeg ikke bevise en sterk nok sammenheng til å kunne si noe om forholdet mellom investeringene og variablene med andre tidsetterslep, enn det som er spesifisert i modellen.

## 6.2. Stasjonaritet og kointegrasjon

Siden datasettet mitt strekker seg over 32 år er det viktig å kontrollere for vanlige tidsserieegenskaper, som stasjonaritet. Med min tidsseriedata er det naturlig at noen av variablene i modellen (6.1) er ikke-stasjonære.

Man kan til en viss grad se om en variabel er stasjonær eller ikke ved å se på tidsserien grafisk. En stasjonær variabel vil som nevnt i avsnitt 4 alltid vende tilbake til gjennomsnittet, mens en ikke-stasjonær variabel vil variere. Figur 10 viser den naturlige logaritmen av investeringer over tid. Selv om data er svært volatil kan man se at den ikke vender tilbake til gjennomsnittet, og det er grunn til å tro at serien er ikke-stasjonær.

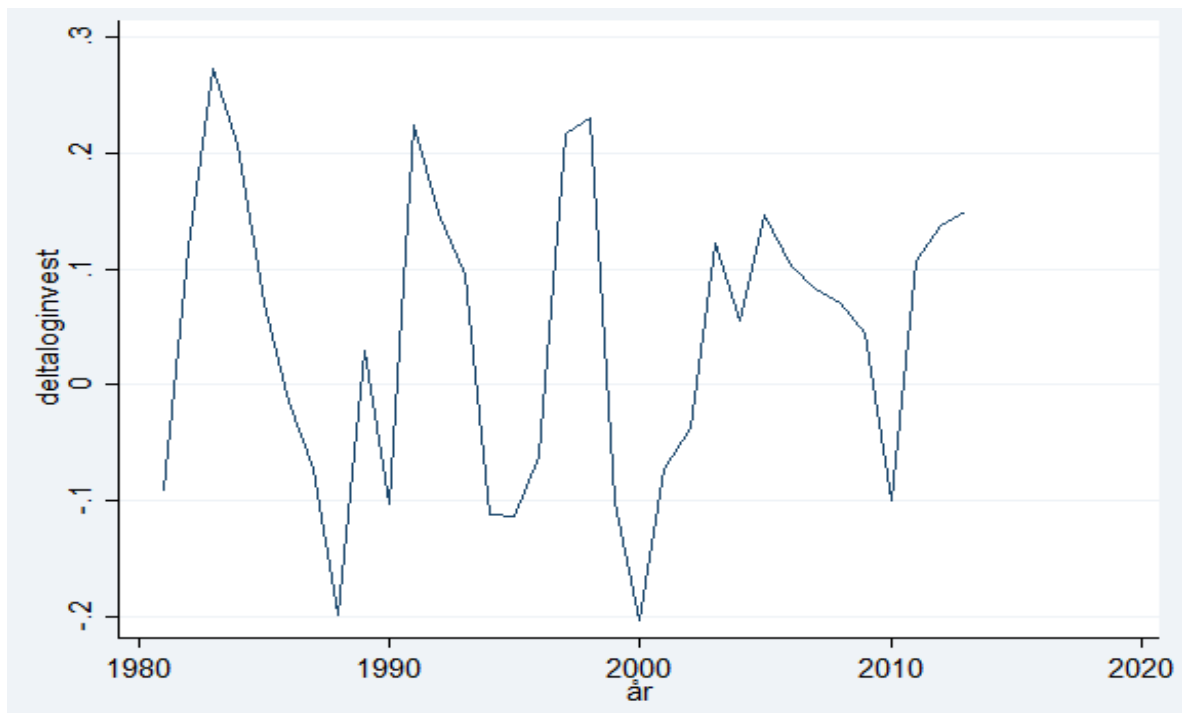
Figur 10. Den naturlige logaritmen av investeringer over tid



Kilde: SSB

Dersom variabelen er integrert av grad en ( $I(1)$ ), er den stasjonær på endringsform. Figur 11 viser logaritmen av investeringene på endringsform, og hvordan den varierer rundt en konstant. Dette tyder på at den er stasjonær, og investeringer på log-form er dermed  $I(1)$ .

Figur 11. Førstedifferens av den naturlige logaritmen av investeringer



For å se om dette stemmer statistisk har jeg brukt en Dickey-Fuller-test, der nullhypotesen er om det er ikke-stasjonaritet. Siden logaritmen av investeringer, pris, lisenser og kostnad ser ut til å inneholde en drift inkluderte jeg det i testen, og jeg brukte tre lags. P-verdiene på investeringer, pris, lisenser og kostandsnivået var henholdsvis 0,65, 0,79, 0,46 og 0,35, og nullhypotesen kunne ikke forkastes. Det er derfor grunn til å tro at disse variablene er ikke-stasjonære. Jeg har også testet dem uten drift. Med p-verdier på 0,98, 0,99, 0,95 og 0,84 kommer man fram til samme konklusjon om ikke-stasjonaritet, men med sterkere indikasjoner. Skatt fikk imidlertid en p-verdi på 0,06 i DF-testen, og jeg antar dermed at den er stasjonær.

For å fortsatt kunne bruke ADL-modellen må de ikke-stasjonære variablene investering, pris, lisenser og kostnadsnivå være kointegrerte, altså har en felles stokastisk drift. For å undersøke dette kjørte jeg en MKM-regresjon mellom de aktuelle variablene, med investeringer som avhengig variabel. Dersom restleddet i denne regresjonen er stasjonært,



er det en indikasjon på kointegrasjon. Jeg kjørte en Dickey-Fuller-test, som viste at restleddet i regresjonen er stasjonært med en p-verdi på 0,0005. På dette grunnlaget antar jeg dermed at de fire variablene er kointegrerte. Siden den siste forklaringsvariabelen skattenivået er stasjonær, skal feilleddet i (6.1) dermed også være stasjonært. Dette tester jeg med en siste DF-test, og finner at restleddet er stasjonært til et 99-prosents signifikansnivå. Det er dermed naturlig å anta at det oppfyller de nødvendige betingelsene for at MKM-regresjonen skal kunne gi et presist anslag.

### 6.3. Kortsiktige og langsiktige virkninger

Modellen (6.1) viser de periodiske virkningene av oljepris, lisenser, kostnader og skattenivå på investeringene. Det er naturlig å anta at disse variablene har en langsiktig effekt også, og jeg ønsker å undersøke disse ved å gjøre om ADL-modellen til en feiljusteringsmodell (ECM):

$$\Delta invest_t = \alpha + \delta invest_{t-1} + \beta_2 pris_{t-2} + \beta_3 lisens_{t-5} + \beta_4 kostnad_{t-2} + \beta_5 skatt_{t-2} + u_t, \quad (6.2)$$

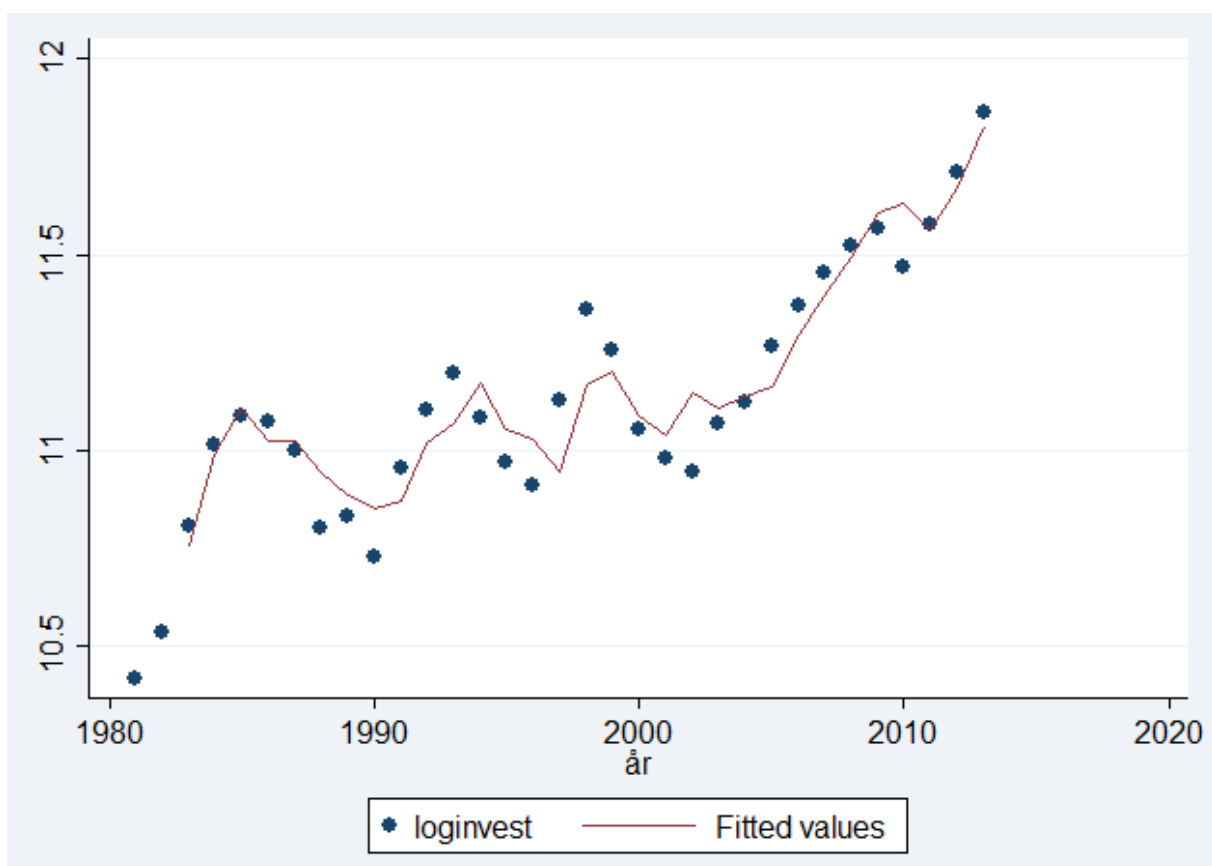
der  $\delta = (\beta_1 - 1)$ .  $\beta_2, \beta_3, \beta_4$  og  $\beta_5$  viser de periodiske effektene på investeringene av henholdsvis pris, lisens, kostnad og skatt. Avvik fra investeringenes likevektsnivå korrigeres per periode med raten  $\delta$ , og variablenes totale langsiktige effekt er  $\beta_i/\delta$ ,  $i = 2, 3, 4, 5$ .

Med modellen 6.1 og 6.2 ser vi altså både de langsiktige og kortsiktige effektene av variablene på investeringsnivået i offshoresektoren. Signifikansen til de kortsiktige virkningene i 6.1 måles på normalt vis med en t-test, mens jeg må bruke deltametoden for å se om de totale effektene er signifikante.

## 7. Resultater

Målt ut fra justerte  $R^2$  i tabell 3 forklarer modellen 86,3 prosent av variasjonen i investeringer. Modellens treffsikkerhet beskrives i figur 12. Hovedtrekkene i investeringene er godt beskrevet, men modellen klarer ikke å forklare de største svingningene, spesielt rundt år 2000. Det er også tegn til at den henger litt etter den faktiske utviklingen, men totalt sett treffer modellen godt.

Figur 12. ADL-modellens forklaringskraft



Tabell 3 viser resultatene fra OLS-regresjonen av både den originale ADL-modellen og feiljusteringsmodellen. Alle standardfeil er robuste for heteroskedastisitet og autokorrelasjon, slik at p-verdiene også tar høyde for dette. Tabell 4 viser de langsiktige strukturelle effektene, og de tilhørende p-verdiene.

Tabell 3. Resultater

	(1) loginvest	(2) deltalogin~t
loginvest1	0.593*** (0.000)	-0.407** (0.008)
logpris2	0.122* (0.040)	0.122* (0.040)
loglisens5	0.115* (0.027)	0.115* (0.027)
logskattpst2	-3.502** (0.003)	-3.502** (0.003)
logkost2	-0.148 (0.164)	-0.148 (0.164)
_cons	6.387*** (0.000)	6.387*** (0.000)
N	31	31
adj. R-sq	0.863	0.360
F	79.15	11.55

p-values in parentheses

\* p<0.05, \*\* p<0.01, \*\*\* p<0.001

Tabell 4. Variablenes langsiktige virkning og tilhørende p-verdi

Variabel	langsikt	p_verdi
Pris2	.3010071	.011
Lisens5	.2828239	.107
Skatt2	-8.6157	.054
Kostnad2	-.3643192	.31
	.	.

Fordi jeg har brukt en log-log-modell viser resultatene elastisiteter, det vil si de prosentvise effektene på investeringer av en ett prosents økning i variablene.

ADL-modellen gir informasjon om hvor mye investeringene øker ved en økning i en av variablene etter det spesifiserte tidsetterslepet i modellen. Det vil si at den sier noe om de periodiske effektene på investeringene. Som tidligere nevnt er det sannsynlig at variablene også påvirker investeringene på andre tidspunkt enn det som er uttrykt i modellen. Fordi de ikke er signifikante, er det imidlertid ikke statistisk stort nok grunnlag til å kunne konkludere noe på andre tidsetterslep. De er derfor ikke med i modellen.

Det er også sannsynlig at variablene har lengre og mer strukturelle påvirkninger på investeringene. Dette kan vi undersøke i ECM-modellen. Dersom det skjer en økning i en variabel, for eksempel lisenser, fører det til at den langsiktige strukturelle likevekten endres. Investeringene blir for lave i forhold til antall utdelte lisenser og må økes for å korrigere for det skjeve forholdet. Med resultatene fra ECM-modellen kan vi finne hvor raskt investeringene korrigeres tilbake til en langsiktig likevekt, og variabelenes totale strukturelle effekter.

Ved å dividere de ulike betaene med koeffisienten til  $invest_{t-1}$  finner vi disse effektene, som vist i tabell 4. For eksempel vil en prosents økning i utdelte lisenser føre til en total økning på investeringer på  $0,1155/0,407 = 0,2828$  prosent. Samtidig sier resultatene fra ECM-modellen at investeringene korrigeres tilbake mot likevekten med 40,07 prosent per periode etter et sjokk i en variabel. I eksempelet vil en prosent flere lisenser øke investeringene med  $0,2838/0,407 = 0,1155$  prosent etter de første fem årene. I neste periode øker de med  $0,1155 \cdot 0,407 = 0,047$ , og slik holder den på til endringen ikke har noen effekt på investeringene (Oxford Spring school, 2008).

## **7.1. Effektene**

Alt i alt er variabelenes effekter moderate, men signifikante. Med relativt få observasjoner mener jeg at alt opp til et ti prosents signifikansnivå er akseptabelt. Alle variablene utenom kostnad viser seg å være statistisk signifikante på et fem-prosents signifikansnivå, som indikerer robuste sammenhenger.

Effekten av  $invest_{t-1}$  i ADL-modellen er som forventet svært signifikant. Dette tyder på at investeringsnivået i år henger tett sammen med nivået i fjor, noe som er naturlig på grunn av

store og langsiktige investeringer. Effektenes fortegn er som forventet, der oljepris og lisensutdelinger påvirker investeringene positivt og kostnadsnivået og skattenivået påvirker negativt.

Tabell 3 anslår at det er en positiv og robust sammenheng mellom  $\text{pris}_{t-2}$  og invest. Én prosents økning i prisen i år bidrar ifølge resultatene til 0,12 prosent høyere investeringer om to år, dersom alt annet holdes likt. Priskoeffisientens p-verdi i tabell 4 indikerer at prisen også har langsiktige påvirkninger på investeringene, med totalt 0,3 prosent ved én prosents økning i prisen. Denne lave elastisiteten kan trolig ses i lys av graden av reguleringer i Norge.

Markedskreftene styrer ikke i like stor grad som for eksempel i USA, og den strenge reguleringen av leteboring på nye felt svekker bedriftenes mulighet til å øke investeringene så snart en prisøkning vil gjøre det lønnsomt. De kan umiddelbart øke investeringene på felt de allerede har tillatelse på, men må gjennom en søknadsprosess og vente på nye lisenser for å investere på nye felt. Dette bidrar til at endringer i oljeprisen trolig gir mindre utslag på investeringsnivået i Norge enn den kunne hatt i andre land med friere marked.

Det er godt statistisk grunnlag for å tro at en én prosents økning i lisensutdelinger fører til 0,12 prosent økte investeringer to år etter. Tabell 4 antyder at en prosent flere lisenser påvirker investeringene med 0,28 prosent totalt sett, men med en p-verdi på 0,107 er det ikke like godt grunnlag for å dra en slutning på at dette forholdet stemmer. En forklaring kan være at lisensene fører til økte investeringer de første årene etter lisensutdelingen, fordi da settes de nye prosjektene i gang. Etter det er det andre faktorer eller nye lisensutdelinger som påvirker investeringsnivået mer enn de gamle lisensene.

Likevel er det å forvente at flere lisenser har en langsiktig effekt også, dersom flere lisenser fører til flere aktive felt og dermed flere investeringer over lang tid. Men med et signifikansnivå på akkurat over 10 prosent er det grunn til å tro at lisensutdelinger har en viss langsiktig strukturell effekt på investeringene, selv om den ikke er like tydelig. Det er også viktig å nevne at endringene i utdelte lisenser de siste årene har vært nærmere ti prosent enn én prosent, og resultatene bør tolkes deretter.

Jeg finner et negativt forhold mellom skattenivået og investeringer. Én prosents økning i skattenivået fører til en reduksjon i investeringene på 3,5 prosent to år senere, og over

lengre tid fører denne skatteøkningen til en total reduksjon i investeringene på 8.62 prosent. Det negative forholdet er intuitivt, i og med at økte skatter gir økte kostnader og mindre insentiver til investeringer.

En økning på én prosent i kostnadene for to år siden ser ut til å redusere investeringsnivået i dag med rundt 0,15 prosent, alt annet likt. I alt skal de økte kostnadene føre til 0,36 prosent mindre investeringer, etter flere perioder med tilpasning. Disse effektene er imidlertid ikke signifikant til et ti prosents nivå, og det er dermed ikke statistisk grunnlag for å si at kostnadsnivået faktisk har en effekt.

I realiteten er det ganske urealistisk at investeringsnivået ikke påvirkes. Det er verdt å nevne at noen selskaper har en break even-pris ned mot 10-20 dollar per fat, og økte kostnader vil være nærmest uproblematisk for disse selskapene. Likevel er det naturlig at økte kostnader fører til et lavere investeringsnivå, fordi investeringene blir mindre lønnsomme. For de minst lønnsomme selskapene vil økte kostnader kunne føre til at drift ikke er lønnsomt, og følgelig reduseres investeringene. Det kan være nyttig å være bevisst på at SSBs kostnadsindeks som nevnt har fått kritikk for å være for lav, og at den ikke speiler den faktiske kostnadsøkningen i sektoren de siste årene. Dette kan være en forklaring på det lave signifikansnivået.

Samtidig kan en forklaring på resultatene kan være at kostnadene i datasettet ikke er målt relativt til inntektene. Det virker fornuftig at investeringene ikke endres signifikant av økte kostnader, dersom inntektene også øker (for eksempel på grunn av økt oljepris). Dersom oljeprisen derimot faller brått uten at kostnadene justeres umiddelbart, synker oljeselskapenes lønnsomhet kraftig, og investeringene vil trolig reduseres. På tross av disse resultatene er det flere aktører i oljesektoren som sier at høyt kostnadsnivå på norsk sokkel er en stor utfordring, noe som tyder på at kostnadsindeksen til for eksempel Norsk Olje og Gass er mer korrekt enn SSBs indeks. Blant annet informerte Statoil i februar 2014 om at de går inn for å kutte investeringskostnadene med rundt 30 milliarder kroner, tilsvarende åtte prosent, de neste to årene i forhold til tidligere planer (Mohn, 2014, s. 12). Dette viser at kostnadsnivået har en effekt på investeringene, selv om resultatene i tabell 3 og 4 sier at de ikke er signifikante.

## 8. Konklusjon

I denne oppgaven har jeg studert endringene i investeringsnivået i norsk offshore og driverne bak disse svingningene. Jeg finner at oljeprisen har en moderat, men signifikant effekt på investeringsnivået.

Gjennom den norske oljealderen har myndighetene hatt en sentral rolle i utviklingen av petroleumssektoren, med en høy grad av regulering gjennom blant annet borelisenser. Resultatene indikerer at utdelte borelisenser har moderate effekter på investeringsnivået. I realiteten endres antall årlige lisenser med nærmere ti prosent enn en prosent, og resultatene må tolkes i lys av dette. Analysen indikerer altså at flere antall årlig utdelte borelisenser vil ha en stor og signifikant effekt på investeringene på kort sikt. Effekten er derimot mindre tydelig på lang sikt. Dette mener jeg er fordi nye lisenser og andre forklaringsvariabler forklarer mer av svingningene enn tidligere utdelte lisenser. Likevel er det rimelig å forvente at dersom flere utdelte lisenser fører til flere oljefunn og aktive felt, vil dette føre til en langsiktig endring i investeringene.

Det er naturlig at den sterke graden av regulering påvirker effektene på investeringen. Jeg argumenterer for at den svake oljepriseffekten kan tolkes i en slik sammenheng, fordi markedseffektene ikke får styre som i et fritt marked. Selskapene på den norske kontinentalsokkelen kan kun umiddelbart øke investeringene på felt de allerede har tillatelse på. Dersom de ønsker å investere ytterligere er de avhengig av tildeling av lisenser, som kan ta lang tid og dermed svekke den direkte effekten mellom oljepris og investeringer. Dette kan variere fra petroleumsregioner med mindre regulering, som for eksempel USA, slik Mohn og Osmundsen (2006) og Ringlund (2004) argumenterer for.

Skattenivået har en signifikant og negativ effekt på investeringene, noe som var forventet. Kostnadsnivået viser seg å ikke være signifikant til et ti-prosents nivå. Jeg argumenterer for at dette kan være fordi kostnadene ikke er satt i forhold til oljeprisen. Selv om kostnadsnivået har økt de siste årene, har oljeprisen økt enda mer. Det er derfor sannsynlig at inntjeningen har vært såpass god at et høyere kostnadsnivå ikke har hatt særlig påvirkning på investeringsnivået. Samtidig poengterer jeg at kostnadsindeksen jeg har brukt har fått kritikk for å være for lav, og at en annen mer korrekt indeks kanskje ville gitt signifikante

resultater. Store selskap på norsk sokkel, som for eksempel Statoil, har nylig gått ut med advarsel om kutt i investeringer i årene fremover på grunn av for høyt kostnadsnivå. I realiteten er det dermed god grunn til å tro at kostnadene har en innvirkning på investeringsnivået, selv om det ikke viste seg å være signifikant i mine funn.

Resultatene mine viser altså tydelige sammenhenger mellom investeringsnivået og de fleste forklaringsvariablene. Likevel er det nødvendig med flere studier for ytterligere forståelse av svingningene i investeringene. Eksempelvis vil det være interessant å se på hvilket prisenivå og/eller kostnadsnivå som gjør at investeringsnivået på norsk sokkel går mot null. Med dagens frykt for en lavere oljepris og fokus på høyt kostnadsnivå, samtidig som selskapene allerede viser tegn til å redusere investeringene, er dette både viktig og interessant i tiden fremover.



# Litteraturliste

BP (2013): *Statistical review of world energy 2013* [Internett], BP. Tilgjengelig fra:  
<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html> [Lest 20.02.2014].

Claes, D. H., Knutsen, C. H. (2011): *Governing the Global Economy. Politics, institutions and economic development*. 1 ed. Abingdon, Oxon: Routledge.

Davidson, R., MacKinnon, J.G. (2004): *Econometric Theory and Methods*. Oxford: Oxford University Press.

Ericson, E.W., Spann, R.M. (1971): *Supply in a regulated industry: the case of natural gas*. Bell Journal of Economic and Management Science 2, pp 94-121.

EIA (25.01.2012): *Norway* [Internett], EIA. Tilgjengelig fra:  
<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=NO> [Lest 06.02.2014]

Faktasider, Oljedirektoratet (20.04.2014): *Faktasider Oljedirektoratet* [Internett], Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra:  
<http://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=nb-no&nav1=licence&nav2=PageView%7cPetReg> [Lest 20.04.2014].

Finansdepartementet (2009). *Beskatning av petroleumsvirksomhet* [Internett]. Tilgjengelig fra:  
[http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/skatter\\_og\\_avgifter/bedriftsbeskatning/beskatning-av-petroleumsvirksomhet.html?id=417318](http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/skatter_og_avgifter/bedriftsbeskatning/beskatning-av-petroleumsvirksomhet.html?id=417318) [Lest 05.02.14].

Fisher, F.M. (1964): *Supply and Costs in The US Oil and Gas Industry: Two Econometric Studies*. Baltimore: John Hopkins Press.

Hill, R.C., Griffiths, W.E., Lim, G.C. (2012); *Principles of Econometrics*, Fourth edition. Asia: John Wiley & Sons.

Holmen, R.B og Jakobsen, E.W. (2013): *Helsemyggordningen: Et virkemiddel for å stimulere til helseinnovasjon*. Menon-publikasjon nr 39/2013.

Hubbert, M. K. (1962): *Energy Resources*. A report to the Committee on Natural Resources. Washongton, D.C. National Academy of Sciences, National Resource council.

Hurn, A.S. and Wright, R.E. (1994): *Geology or economics? Testing models of irreversible investment using North Sea oil data*. The Economic Journal, 04, 363-71.

Lund, D. (2014): *State Participation and Taxation in Norwegian Petroleum: Lessons for others?* Oslo: University of Oslo.

Mohn, K. (2007): *Hva er det med oljeinvesteringene?* [Internett]. Tilgjengelig fra: <http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/183714/Hva%20er%20det%20med%20oljeinvesteringene.pdf?sequence=1> [Lest 23.04.2014]

Mohn, K. (2014) Kva skjer med oljeinvesteringane?. *Samfunnsøkonomen*, 128 (2), mai, s 10 – 14.

Mohn, K., Misund, B. (2009): *Investment and uncertainty in the international oil and gas industry*. Energy Economics, 31 (2), s. 240-248

Mohn, K., Misund, B. (2011): *Shifting sentiments in firm investment: an application to the oil industry*. Applied Financial Economics, Vol. 21, No. 7 (April 2011), s. 469 – 479.

Mohn, K., Osmundsen, P. (2006): *Letevirksomhet og ressursutvikling på norsk kontinentalsokkel*. Økonomisk Forum nr.7 2006. s. 27-35

Mohn, K., Osmundsen, P. (2011): *Asymmetry and uncertainty in capital formation: an application to oil investment*. Applied Economics, 43:28, 4387 – 4401.

Oljedirektoratet (14.10.2008). *Utvinningstillatelser* [Internett], Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: <http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Utvinningsloyve--lov-til-a-leite-finne-og-produsere/> [Lest 30.01.2014].

Oljedirektoratet (26.04.2013). *Petroleumsverksemda – Norges største næring* [Internett], Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: <http://npd.no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2013/Kap-3/> [Lest 05.05.2014].

Oljedirektoratet (14.01.2014a): *Sokkelåret 2013 – Oppsummering* [Internett], Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: <http://www.npd.no/no/nyheter/nyheter/2014/sokkelaret-2013/> [Lest 20.02.2014]

Oljedirektoratet (2014b): *Fakta 2013: Norsk petroleumsverksemd* [Internett]. Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: [http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Faktahefter/Fakta2013/FAKTA\\_2013.pdf](http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Faktahefter/Fakta2013/FAKTA_2013.pdf) [Lest 06.02.2014].

Oljedirektoratet (2014c): *Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum* [Internett]. Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: [http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningsstillatelser/TFO2014/Utllysning/Invitasjon\\_Brosjyretekst\\_TFO\\_2014.pdf](http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningsstillatelser/TFO2014/Utllysning/Invitasjon_Brosjyretekst_TFO_2014.pdf) [Lest 05.05.2014].

Olje- og Energidepartementet. (06.08.2007) *Konsesjonssystemet* [Internett], Olje- og Energidepartementet. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje\\_og\\_gass/Konsesjonssystemet.html?id=449367](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje_og_gass/Konsesjonssystemet.html?id=449367) [Lest 30.01.2014].

Olje- og Energidepartementet (24.06.2011). *Meld. St. 28 (2010 – 2011)* [Internett], Olje- og Energidepartementet. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011/3/1.html?id=649733> [Lest 29.01.2014].

Olje- og Energidepartementet. (28.05.2013 a) *Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)* [Internett], Olje- og Energidepartementet. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/statlig\\_engasjement\\_i\\_petroleumsvirksomh/statens-direkte-okonomiske-engasjement-s.html?id=445748](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/statens-direkte-okonomiske-engasjement-s.html?id=445748) [Lest 06.02.14].

Olje- og Energidepartementet (09.10.2013 b). *Norsk oljehistorie på 5 minutter* [Internett], Olje- og Energidepartementet. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje\\_og\\_gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter.html?id=440538](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje_og_gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter.html?id=440538) [Lest 30.01.2014]

OPEC. (Dato ikke tilgjengelig) *Brief History* [Internett], OPEC. Tilgjengelig fra:

[http://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/24.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm) [Lest 28.01.2014].

Oxford Spring School (2008) *An Introduction to Error Correction Models* [Internett], Oxford Spring School. Tilgjengelig fra:

<http://springschool.politics.ox.ac.uk/archive/2008/OxfordECM.pdf> [Lest 10.03.2014]

Ringlund, G., Rosendahl, K.E., Skjerpen, T. (2004) *Fører høy oljepris til økt oljeboring?* [Internett], Økonomiske Analyser 2/2004. Tilgjengelig fra:

[https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa\\_200402/rosendahl.pdf](https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200402/rosendahl.pdf) [Lest 10.02.2014]

SSB (2013): *Statistikkbanken*. Statistisk Sentralbyrå. [Internett]. Tilgjengelig fra

<https://ssb.no/statistikkbanken> [Lest 13.02.2014]

# Vedlegg

## a) Dickey-Fuller-test for enhetsrot

Vi antar at vi har AR(1)-modellen:

$$y_t = \beta_0 + \beta_1 y_{t-1} + u_t, \quad (1)$$

Der  $\varepsilon_t$  er hvit støy med varians lik én. Dersom  $\beta = 1$  er serien en tilfeldig stokastisk prosess, og dermed enhetsrot. Ved å trekke fra  $y_{t-1}$  på begge sider får vi;

$$\Delta y_t = \beta_0 + \delta y_{t-1} + \varepsilon_t. \quad (2)$$

Man kan da teste for stasjonaritet:

$$H_0: \delta = \beta_1 - 1 = 0 \quad vs \quad H_1: \beta_1 - 1 < 0.$$

Ofte er det imidlertid nødvendig å inkludere flere lags for å fange opp all seriekorrelasjonen i  $Y_t$ , og man bruker da Augmented Dickey Fuller (ADF), hvor flere tidsetterslep av  $\Delta y$  er inkludert:

$$\Delta y_t = \beta_0 + \delta y_{t-1} + \lambda_1 \Delta y_{t-1} + \lambda_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \lambda_p \Delta y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (3)$$

Man kan også teste for om variabelen er stasjonær langs drift eller en trend.

En modell med drift bruker man regresjonen ser slik ut:

$$\Delta y_t = \beta_0 + \alpha t + \delta y_{t-1} + \lambda_1 \Delta y_{t-1} + \lambda_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \lambda_p \Delta y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (4)$$

Om vi inkluderer både drift og trend er den riktige testregresjonen, får vi:

$$\Delta y_t = \beta_0 + \alpha_1 t + \alpha_2 t^2 + \delta y_{t-1} + \lambda_1 \Delta y_{t-1} + \lambda_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \lambda_p \Delta y_{t-p} + \varepsilon_t. \quad (5)$$

De vanligste versjonene er (3) og (4), mens (5) ikke brukes så ofte (Davidson and MacKinnon, 2004).

Siden det er en enhetsrot i nullhypotesen i DF-testen kan man ikke bruke normalfordelingen og vanlige kritiske verdier for testobservatorene når man avgjør stasjonaritet eller ikke. Isteden må man bruke Dickey-Fuller-fordelingen. Om man bruker Augmented Dickey-Fuller-testen i STATA kommer de aktuelle kritiske verdiene med tilhørende p-verdi automatisk opp. Det er dermed enkelt å avgjøre om nullhypotesen om ikke-stasjonaritet kan avvises eller ikke.

## b) STATA-syntaks

\* Variabler (alt i logform):

// loginvest = investeringer

// logpris2 = pris med to tidsetterslep

// loglisens5 = årlig antall utdelte lisenser med fem tidsetterslep

// logkost2 = kostnadsnivået med to tidsetterslep

// logskatt2 = skattenivået med to tidsetterslep

\* Definnerer data som tidsseriedata

tsset aar

\* Tester for stasjonaritet

\*\* Med konstant:

dfuller loginvest, lags(3)

dfuller logpris2, lags(3)

dfuller loglisens5, lags(3)

dfuller logkost2, lags(3)

dfuller logskatt2, lags(3)

\*\* Med drift:

dfuller loginvest, drift lags(3)

dfuller logpris, drift lags(3)

dfuller loglisens, drift lags(3)

dfuller logkost, drift lags(3)

\*Tester for kointegrasjon blant de ikke-stasjonære variablene

\*\* Kjører en MKM-regresjon

reg loginvest logpris2 loglisens5 logkost2

predict resid, residual

\*\* Tar Dickey-Fuller-testen med to lags

dfuller resid, lags(2)

\*Kjører MKM-regresjon for hele modellen

reg loginvest loginvest1 logpris2 loglisens5 logkost2 logskatt2, robust

\*Kontrollerer at feilleddet er stasjonært

predict resid1, residual

dfuller resid1, lags(2)

\*Indikerer at vi har kointegrasjon.

\*Kjører feiljusteringsmodellen

reg deltaloginvest loginvest1 logpris2 loglisens5 logkost2 logskatt2, robust

\*Finner t- og p-verdien til de langsiktige virkningene

nlcom ratio: \_b[logpris2]/\_b[loginvest1], post



nlcom ratio: \_b[loglisens5]/\_b[loginvest1], post

nlcom ratio: \_b[logskatt2]/\_b[loginvest1], post

nlcom ratio: \_b[logkost2]/\_b[loginvest1], post